



UNIVERSITA' DI PISA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**ANALISI DELLA PRODUZIONE
GIORNALIERA DI UN IMPIANTO
SOLARE ORC**

Candidato:

Federico BERTOLUCCI

Relatori:

Prof. Luigi MARTORANO

Ing. Marco ANTONELLI

Anno Accademico 2013-2014

Albert Einstein diceva:
*Chi dice che è impossibile,
non dovrebbe disturbare
chi ce la sta facendo;*
dedico questa mia tesi
a tutti coloro
che non smettono mai
di osare nella vita!

Leobino Bertolucci

Sommario

Lo dell'elaborato risulta essere quello di analizzare la performance di un impianto ORC, che utilizza collettori parabolici CPC come captatori solari. Mediante l'utilizzo di AMESim, simulatore a parametri concentrati, è stato implementato il modello numerico. Il lavoro svolto ha consentito di elaborare una metodologia di calcolo che permette di predire e ottimizzare la produzione giornaliera variandone caratteristiche funzionali e costruttive; tale analisi è stata poi contornata da un'indagine economica, valutando gli incentivi statali di cui gode tale tecnologia. Infine, procedendo con un'analisi di massima, è stato fatto riferimento ad un impianto fotovoltaico come parametro di confronto.

L'analisi svolta è di tipo non stazionario e si riferisce ad un piccolo impianto termodinamico per la produzione di energia elettrica da fonte solare. La taglia proposta è di circa 20-25 kW di picco. Attualmente in questa fascia di potenza la tecnologia fotovoltaica è l'unica utilizzata; tuttavia la generazione di elettricità per via termodinamica, nonostante la minore efficienza unita ad una maggiore complessità, può essere considerata valida per la possibilità di integrare la fonte solare con un apporto termico esterno o con un accumulo, rendendo quindi la produzione programmabile, ottenendo qualsivoglia calore utile per la cogenerazione, possibilità, quest'ultima, preclusa nelle applicazioni fotovoltaiche.

Data la piccola taglia, l'applicazione di tale impianto si presta a superfici relativamente accessibili che risulterebbero inutilizzate, quali tetti di capannoni industriali o aziende agricole: le scelte intraprese per la realizzazione sono improntate alla semplicità costruttiva: il campo solare è composto da collettori solari senza dispositivi di inseguimento ed il ciclo termodinamico utilizza un fluido organico che consente di impiegare calore a temperature relativamente contenute (fino a 200°C).

Abstract

THE purpose of the elaborate is to analyze the performance of an ORC plant using CPC parabolic collectors as solar captators. The proposed size is about 20-25 kW peak. Currently the only technology used, with reference to this power range, is PV. However, despite its lower efficiency combined with a greater complexity, thermodynamics electricity production may be considered validas well due to the possibility of integrating the solar source with an external heat input or with an accumulation. This way contrary to photovoltaic applications, the elecrtical production can be programmed and cogeneration is also allowed. Thanks to the small size, this system application is suitable for relatively accessible surfaces otherwise unused such as industrial sheds or farms roofs. Construction simplicity is the key for this system realization: the solar field is just composed of solar collectors, without tracking devices and the thermodynamic cycle uses an organic fluid allowing the use of relatively low temperature heat (up to 200 ° C). By use of the lumped parameters simulator AMESim the numerical model has been implemented. During the work a new calculation methodologyhas been developed, predicting and optimizing daily production with the variation of functional and structural parameters. A further economic survey has been conducted, evaluating such technology likely economic incentives . Finally, proceeding with an analysis by maximum, a photovoltaic system was taken into account as a benchmark. The analysis was non-stationary and refered to a small thermodynamic system producing electricity from solar energy.

INDICE

Elenco delle figure	7
1 La Teoria Della Radiazione Solare	11
1.1 Fisica Del Sole	12
1.2 La Radiazione Solare	14
1.3 I Moti Celesti della Terra e del Sole	18
1.3.1 Il Moto di Rivoluzione	18
1.3.2 Il Moto di Rotazione	20
1.4 Posizione del Sole Nella Volta Celeste	20
1.4.1 Le Coordinate Solari	21
1.4.2 Le Traiettorie Solari	23
1.4.3 L'ora Solare	25
1.5 L'Irraggiamento Solare	26
1.5.1 Determinazione della Radiazione Diretta e Diffusa	28
1.5.2 Radiazione Gloale Istantanea Incidente Su Una Superficie Orientata	29
1.5.3 Radiazione Giornaliera Media Mensile Incidente Su Una Superficie	31
1.5.4 Stima Della Radiazione Oraria Media	34
2 I Collettori Solari a Concentrazione	36
2.1 L'Energia Solare Termica	37
2.2 I Collettori Termici A Concentrazione	38
2.2.1 Il Collettore Parabolico Composto	40
2.2.2 Collettore a Parabole Lineari	42
2.2.3 Collettore a Lenti Fresnel	45
2.2.4 Collettore a Disco Parabolico	47

2.2.5	Impianto a Torre	48
2.3	Limite Teorico Di Concentrazione	50
2.4	Analisi del Collettore Parabolico Composto	55
2.4.1	Analisi del Rendimento	55
2.4.2	Le Perdite in un CPC	57
2.4.3	Valutazione Analitica del Rendimento	58
2.4.4	La Temperatura di Stagnazione	60
2.4.5	Geometria del CPC	60
2.4.6	Orientazione dei CPC	66
2.5	Il Modello Numerico dei CPC	67
3	L’Impianto ORC	70
3.1	Inquadramento Generale	71
3.2	Circuito dei Collettori	73
3.2.1	Il Fluido	73
3.2.2	La Pompa Di Circolazione	75
3.3	Gli Scambiatori di Calore	78
3.3.1	L’Economizzatore	78
3.3.2	L’Evaporatore	83
3.3.3	Il Surriscaldatore	84
3.4	Il Circuito Di Potenza	86
3.4.1	Il Fluido Di Lavoro	86
3.4.2	L’Espansore	89
3.4.3	Il Rigeneratore	97
3.4.4	La Pompa	98
3.4.5	Il Condensatore	98
4	Il Modello dell’Impianto	100
4.1	Il Software AMESim	101
4.2	L’Impianto in AMESim	102
4.2.1	Il Blocco Dei Collettori Solari	105
4.2.2	Il Circuito Caldo e il Gruppo Scambiatori	107
4.2.3	Il Circuito di Potenza	110
4.3	Impostazione dei Parametri di Simulazione	112
4.4	L’Ambiente di Simulazione	114
5	Analisi della Produzione dell’Impianto	116
5.1	Il Bilancio Energetico Sul Gruppo Scambiatori	117
5.2	Ottimizzazione dell’Ombreggiamento	121

5.3	Le Tabelle Solari	124
5.4	Il Multiplo Solare	128
5.5	Grandezze Misurate	129
5.6	Le Simulazioni	131
5.6.1	Simulazione con Radiazione Massima	131
5.6.2	Simulazione con la Radiazione Media	138
5.6.3	Risposta Dinamica ai Disturbi	144
5.7	Analisi Economica	154
5.7.1	Inquadramento Generale	154
5.7.2	Aspetti Economici Dell'Energia Solare	155
5.7.3	Meccanismo Incentivante	156
5.7.4	Analisi Dei Costi Dell'Impianto	159
5.8	Dimensionamento di un Impianto Fotovoltaico	161
6	Conclusioni	164
	Bibliografia	166
7	Ringraziamenti	168

Elenco delle figure

1.1	Struttura Del Sole	13
1.2	Spettro Elettromagnetico	15
1.3	Figura a Sinistra: confronto fra il corpo nero e lo spettro reale del sole Figura a Destra: lunghezza d'onda prevalente	17
1.4	Dati caratterizzanti l'interazione terra sole	18
1.5	Andamento dell'irraggiamento extraterrestre durante il corso dell'anno	19
1.6	Inclinazione Asse Terrestre	20
1.7	Angoli Solari	22
1.8	Declinazione Solare	23
1.9	Moto Terrestre	24
1.10	Posizione del Sole nei vari istanti dell'anno	24
1.11	Traiettorie Solari	25
1.12	Grafico Equazione Del Tempo	26
1.13	Spettro Radiazione Solare	27
1.14	Classificazione della Radiazione Solare	27
1.15	Angoli Nello Studio Di Una Superficie Inclinata	30
1.16	Valori del coefficiente di albedo	31
2.1	Geometria (a sinistra) e funzionamento (a destra) di un CPC .	40
2.2	Collettore CPC con ricevitore cilindrico	41
2.3	Schema di un collettore a parabole lineari	43
2.4	Tipologie di inseguitori solari	44
2.5	Collettore parabolico Fresnel, sinistra e schema di un ricevitore a lenti Fresnel a destra	45
2.6	Ricevitore primario Fresnel (sinistra) e Secondario parabolico composto (destra)	46
2.7	Schema di un collettore a disco parabolico	47

2.8	Impianto a torre solare	48
2.9	Angolo di divergenza solare	50
2.10	Sezione trasversale di un collettore parabolico lineare	52
2.11	Temperatura di funzionamento in base al grado di concentrazione	54
2.12	Superficie captante in un parabolico composto $A_C = l \cdot W$	56
2.13	Curva di efficienza istantanea	59
2.14	Curva di efficienza per differenti gradi di concentrazione	59
2.15	Sistema di movimentazione di un collettore parabolico lineare	61
2.16	Collettore a Parabole Composte	62
2.17	Sezione Trasversale di un Collettore Parabolico Composto	62
2.18	Geometria di un CPC	63
2.19	Traiettorie dei raggi solari ai limiti dell'angolo di accettazione	64
2.20	Dimensionamento del Collettore Parabolico Composto a Ricevitore Tubolare	64
2.21	Angolo di accettazione di un CPC	66
2.22	Modello del CPC (1)	67
2.23	Modello del CPC(2)	68
2.24	Confronto fra l'efficienza di un CPC reale e un CPC simulato con AMESim	68
2.25	Collettore CPC	69
2.26	Collettore CPC in Funzione	69
3.1	Schema Di Principio Impianto	72
3.2	Densità Dell'Olio	73
3.3	Viscosità Dell'Olio	74
3.4	Calore Specifico Dell'Olio	74
3.5	Conducibilità Termica Dell'Olio	74
3.6	Pompa Ad Ingranaggi	75
3.7	Algoritmo di Controllo Pompa	76
3.8	Controllo della pompa	77
3.9	Efficienza di uno Scambiatore Controcorrente	82
3.10	Grafico efficienza	85
3.11	Ciclo Rankine Approssimativo	86
3.12	Fluidi Organici più usati	86
3.13	Pendenze delle Curve di Vapor Saturo	88
3.14	Prototipo Wankell [8]	90
3.15	Schema Impianto e Ciclo Termodinamico Associato	91
3.16	Circuito di Misura	92
3.17	Confronto fra il risultato sperimentale e quello numerico	93
3.18	Modello Numerico Wankel	94

3.19	Andamento della portata volumetrica nel prototipo Wankel . .	96
3.20	Controlli nel Circuito di Potenza	96
3.21	Ciclo termodinamico per la definizione dell'efficienza del rigeneratore	97
3.22	Esempio di Condensatore A Secco	99
4.1	L'impianto	103
4.2	Librerie AMESim	104
4.3	Circuito dei Collettori Solari	105
4.4	Il Pannello	106
4.5	Invio dei segnali al circuito caldo	106
4.6	Circuito di arrivo dell'olio	107
4.7	Il surriscaldatore	107
4.8	Evaporatore & Economizzatore	108
4.9	Circuito di Ritorno	109
4.10	Espansione del Fluido	110
4.11	Gruppo Condensatore	111
4.12	Pompa	111
4.13	Parametri di uno scambiatore	112
4.14	Global Parameter	113
4.15	Tempo di simulazione e time-step	114
5.1	Temperature nello Scambiatore	117
5.2	Andamento della Temperatura di uscita dagli scambiatori in funzione della T_a	120
5.3	Grandezze geometriche nello studio dell'ottimizzazione dell'ombreggiatura	121
5.4	Assi Coordinati	122
5.5	Radiazione Solare Mese Di Dicembre	127
5.6	Radiazione Solare Mese Di Giugno	128
5.7	Angolo di Tilt	131
5.8	Confronto fra le energie incidenti al 17 Gennaio	137
5.9	Tipologie di ingresso fluido considerate	142
5.10	Tabella Riduzione Radiazione Solare	145
5.11	Radiazione Al 10/12	146
5.12	Radiazione Al 11/6	146
5.13	Andamento Della Potenza Netta a Dicembre	147
5.14	Andamento Della Potenza Netta a Giugno	147
5.15	Temperatura Uscita Dei Collettori a Dicembre	148
5.16	Temperatura Uscita Colettori a Giugno	148
5.17	Potenza Netta a Dicembre	149

5.18	Potenza Netta a Giugno	149
5.19	Temperatura Uscita Collettori a Dicembre	150
5.20	Temperatura Uscita Collettori a Giugno	150
5.21	Potenza Netta a Dicembre	151
5.22	Potenza Netta a Giugno	152
5.23	Flusso Di Cassa	160
5.24	Dettaglio Costi-Ricavi	160

Capitolo 1

La Teoria Della Radiazione Solare

*La scienza è il capitano e la
pratica sono i soldati*

Leonardo Da Vinci

In questo capitolo verrà affrontata tutta la teoria che riguarda la radiazione solare, passando attraverso gli angoli solari che caratterizzano i modelli per lo studio di impianti a concentrazione solare: verranno affrontate e discusse le teorie principali che stanno alla base dello studio energetico di un impianto a fonte rinnovabile che prevede lo sfruttamento della nostra stella.

1.1 Fisica Del Sole

Il sole, stella madre del nostro sistema solare, porta un diametro di $1.39 \cdot 10^9[m]$ e con una massa di circa $2 \cdot 10^{30}[kg]$ ricopre circa il 99% della massa dell'intero sistema. Pare, come tutte le altre stelle, che sia formata principalmente da Idrogeno e da Elio, rispettivamente per il 74 % e il 24-25 % in massa. E' composta da 4 strati concentrici:

1. Nucleo
2. Zona Radiativa
3. Zona Convettiva
4. Fotosfera

La prima zona compone per il 10 % in volume la stella (circa il 40 % in massa): essendo il cuore centrale del sole, si suppone ad oggi che la temperatura raggiunta si attesti attorno ai 16 milioni di gradi, la pressione attorno a 500 miliardi di atmosfere, con una densità di circa $\rho = 1.5 \cdot 10^5[kg/m^3]$. Tali condizioni sono alla base dell'instaurazione della fissione nucleare dell'idrogeno in elio.

La seconda zona, detta appunto radiativa, è intermedia e si estende da 0.2 a 0.7 raggi solari: due sono le sue funzioni, la prima è di protezione del nucleo stesso e la seconda, da cui deriva il nome, quella di trasmettere l'energia termica prodotta dal nucleo, per irraggiamento verso gli strati superiori.

Infine, sulla superficie esterna si trova la zona convettiva, dove la temperatura e la densità scendono rispettivamente fino a 5000 K e $10^{-5}[kg/m^3]$. I meccanismi di trasmissione del calore avvengono per convezione: la materia più calda e meno densa viene portata in superficie dove, cedendo la propria energia si raffredda e sprofonda all'interno per riceverne nuova dalla zona radiativa.

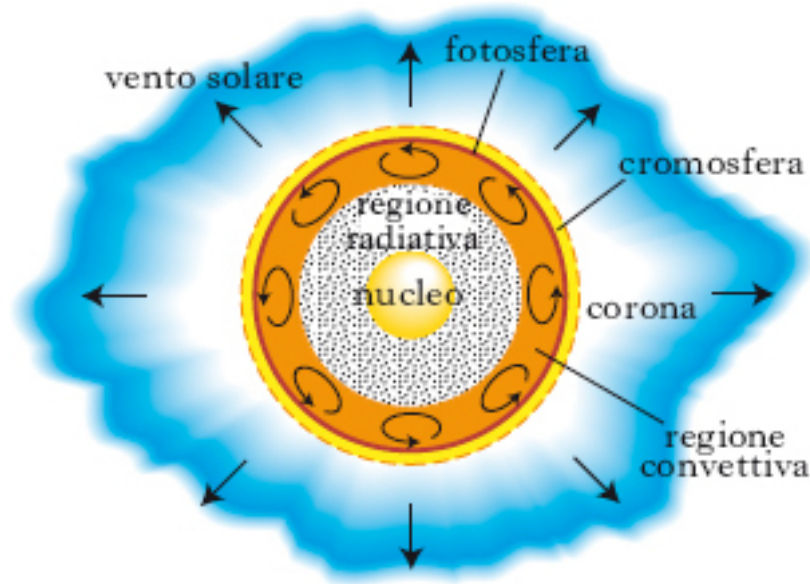


Figura 1.1: *Struttura Del Sole*

Lo strato superficiale del sole, infine, è quello che funziona da involucro della stella e con i suoi 6000 K, è in grado di assorbire ed emettere uno spettro continuo di radiazione: questa emissione, è anche resa possibile dai gas da cui è composto in quanto risultano essere molto ionizzati.

Di seguito si riporta una rappresentazione del sole in maniera schematica:

Date le numerose reazioni all'interno del sole, vengono trasformati ogni secondo circa 594 milioni di tonnellate di idrogeno in 590 tonnellate di elio: essendo, ovviamente, la massa del nucleo di quest'ultima inferiore alla somma delle masse dei quattro nuclei di idrogeno, viene sprigionata un'energia che istantaneamente si porta su $3.83 \cdot 10^{26} [J]^1$. Da questo ragionamento si evince quindi che il sole si alleggerisce ogni secondo di 4 milioni di tonnellate, ma la sua massa rimane pressochè invariata anche dopo milioni di anni (si pensi che dopo un miliardo di anni di attività è stata registrata una riduzione della massa di 0.0067 %)

La produzione di energia mantiene costantemente il sole in equilibrio, in quanto la tendenza ad esplodere, bilancia la tendenza a collassare a causa

¹Si ricordi a tal proposito $E = mc^2$

dell'attrazione gravitazionale.

Le reazioni nucleari, in quanto producono energia termica che viene emessa nello spazio vuoto sottoforma di radiazione elettromagnetica, permette la vita sulla Terra, fornendo il gap energetico utile per attivare i vari meccanismi che stanno alla base dell'equilibrio dell'ecosistema.

1.2 La Radiazione Solare

Grazie alle reazioni che avvengono all'interno del sole viene prodotta energia che arriva sulla terra sottoforma di radiazione elettromagnetica, dove l'occhio umano ne percepisce soltanto un ristretto campo.

La radiazione elettromagnetica, che corrisponde alla trasmissione di calore, è la radiazione termica emessa a causa dei moti vibratorii e rotatori delle molecole. Poichè, la temperatura risulta essere la misura dell'intensità di questi processi, all'aumentare di essa aumentano i moti molecolari e con essi la radiazione emessa: tutti gli oggetti e le persone quindi, assorbono e emettono continuamente radiazione.

Max Planck nel 1900 dopo osservazioni sperimentali dedusse che la radiazione elettromagnetica può essere considerata come propagazione di un insieme di pacchetti di energia, chiamati quanti, ciascuno caratterizzato dalla frequenza ν e dall'energia:

$$e = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (1.1)$$

dove h indica la costante di Planck e vale $h = 6.625 \cdot 10^{-34} [J]$. Essendo il numeratore costante, si nota che l'energia di un quanto è inversamente proporzionale alla sua lunghezza d'onda e quindi la radiazione di più piccola lunghezza d'onda possiede quanti di energia maggiori.

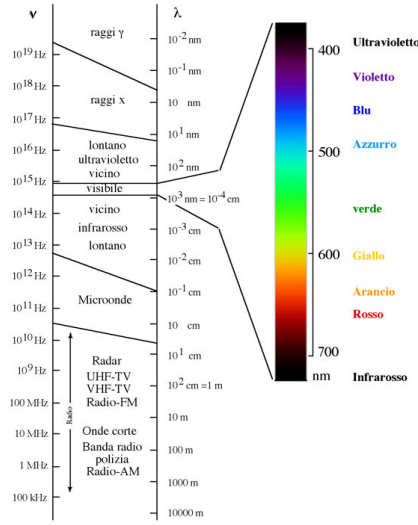


Figura 1.2: Spettro Elettromagnetico

Nonostante le onde elettromagnetiche abbiano la stessa natura, differiscono molto nel loro comportamento al variare della lunghezza d'onda: il campo di estensione è variabile da un minimo di $10^{-10} \mu m$ per i raggi cosmici a più di $10^{10} \mu m$ per le onde elettriche di potenza. Come è possibile vedere in figura, la luce è una piccola parte dello spettro magnetico, in particolare è compresa tra 0.4 e $0.76 \mu m$.

Il colore di una superficie dipende dalla sua attitudine a riflettere determinate lunghezze d'onda.

Si definisce in fisica corpo nero, un corpo che è un perfetto emettitore in quanto è in grado di emettere la massima radiazione per ogni temperatura e lunghezza d'onda e assorbe tutta la radiazione incidente indipendentemente dalla direzione e lunghezza d'onda.

L'intensità della radiazione di un corpo nero alla temperatura T è data dalla legge della radiazione di Planck:

$$I(\nu, T) = \frac{2h\nu^3}{c^2} \frac{1}{e^{\frac{h\nu}{kT}} - 1} \quad (1.2)$$

dove:

- $I(\nu, T)$ è l'energia irradiata da una corpo nero a temperatura T , emessa per unità di area normale alla direzione considerata, per ogni intervallo

di frequenza ed unità di angolo solido.

- h è la costante di Planck precedentemente definita
- c è la velocità della luce nel vuoto
- k è la costante di Boltzmann
- ν è la frequenza della radiazione elettromagnetica.
- T è la temperatura assoluta.

La lunghezza d'onda alla quale si ha la massima emissione della radiazione è data dalla legge di Wien:

$$\lambda_{max}T = cte = 2898[\mu m \cdot K] \quad (1.3)$$

La potenza emessa per unità di superficie invece è data dalla legge di Stefan-Boltzmann:

$$I_{max} = \sigma T^4 \quad (1.4)$$

In tale relazione viene introdotta una costante, detta di Stefan-Boltzmann e vale $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} [W/(m^2 \cdot K^4)]$

Torna utile definire un valore di riferimento della radiazione solare incidente sulla superficie immediatamente fuori dall'atmosfera: tale superficie è unitaria e orientata perpendicolarmente ai raggi solari. In queste condizioni si introduce la **costante solare** I_{cs} ; il suo valore più recente, misurato attraverso satelliti artificiali è di $1367 [W/m^2]$ con un'incertezza dell'1%.

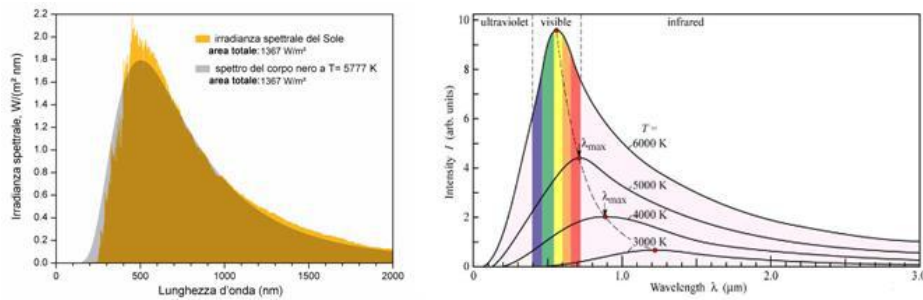


Figura 1.3: **Figura a Sinistra:** confronto fra il corpo nero e lo spettro reale del sole **Figura a Destra:** lunghezza d'onda prevalente

Considerando il sole ad una temperatura approssimativa di 5779 K, lo spettro corrispondente è riportato nella figura seguente:

Come è possibile notare dalla figura, la luce prevalente risulta essere quella relativa ai toni del giallo e dell'arancio, proprio quella che l'occhio umano è in grado di percepire.

La terra, trovandosi a 150 milioni di Km dal sole, riceve solo una piccola frazione dell'energia inviata dal sole: ad ogni modo è interessante precisare che il sole riesce a fornire più energia in un quarto d'ora di quanta l'uomo ne usi in un anno; ad ogni modo la terra intercetta solo $1.73 \cdot 10^{17} [kWh]$. C'è da dire però che il 70 % della stessa cade sugli oceani e quindi l'energia annua incidente al suolo è di circa $1.515 \cdot 10^{17} [kWh]$, più di mille volte più grande del fabbisogno energetico mondiale annuo: c'è di più, data l'enorme età del sole, gli astrofisici si trovano d'accordo nel dire che l'energia solare sia una fonte illimitata di energia. Quest'ultima però risultando mal concentrata, è di difficile conversione, ecco che negli ultimi anni la tecnologia si sta spingendo oltre ogni limite per riuscire a concentrare il più possibile l'energia solare.

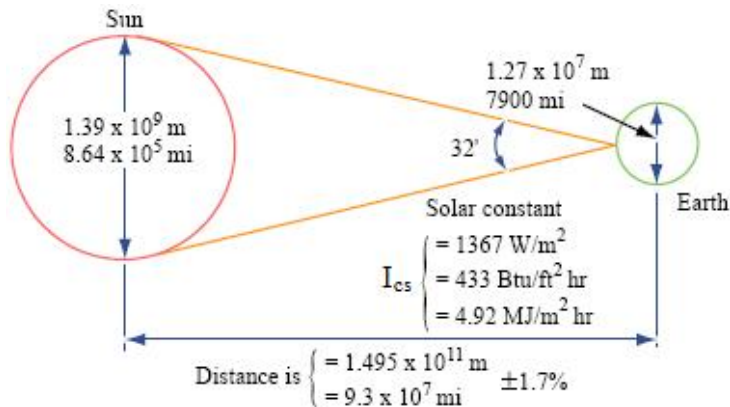


Figura 1.4: Dati caratterizzanti l'interazione terra sole

1.3 I Moti Celesti della Terra e del Sole

Come noto a tutti, la terra si trova in una posizione ottimale nel sistema solare per ricevere un irraggiamento idoneo per le funzioni vitali degli organismi che la popolano: la distanza terra sole viene valutata mediamente con un valore di circa $1.495 \cdot 10^{11} [m]$, variando nel corso dell'anno dell'1.7% a causa dell'eccentricità dell'orbita terrestre.

1.3.1 Il Moto di Rivoluzione

Esso è definito come il movimento ciclico che la terra compie attorno ad un centro di massa: quindi risulta immediato dire che sia la terra che il sole si muovono attorno ad un baricentro comune ai due corpi, però, essendo il sole con una massa decisamente maggiore rispetto a quella della terra, il centro di massa del sistema terra-sole si trova a circa 450'000 km spostato verso la terra rispetto al centro del sole nella congiungente i loro centri. Dato che il raggio del sole è circa 700'000 km, si evince, in accordo con la prima legge di Keplero che: *I pianeti si muovono intorno al sole lungo ellissi, di cui il sole occupa uno dei due fuochi.* Se la terra fosse l'unico pianeta ad orbitare intorno al sole, l'eccentricità dell'orbita non varierebbe: tuttavia, si registra una variazione che va da un massimo di 0.054 a un minimo di 0.003 ogni 92'000 anni e, ad oggi, vale circa 0.017 a causa dell'interazione gravitazionale degli altri pianeti.

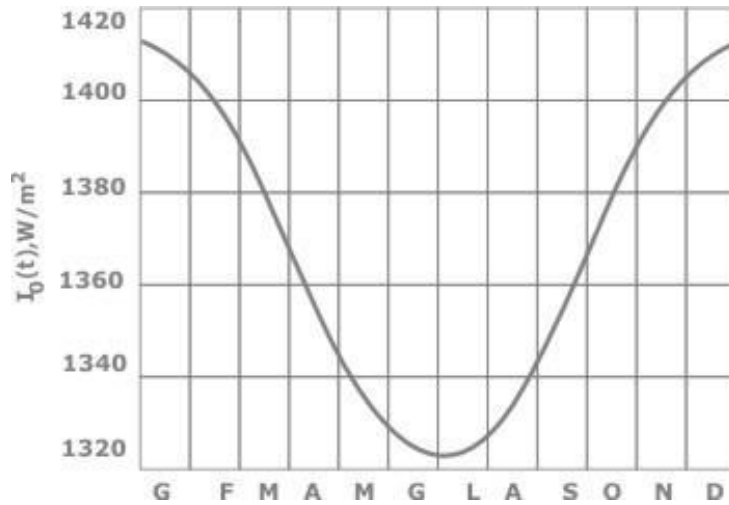


Figura 1.5: Andamento dell'irraggiamento extraterrestre durante il corso dell'anno

La Variazione della Costante Solare

Un'importante conseguenza della variazione dell'eccentricità dell'orbita terrestre, è proprio la variazione della costante prima definita: se è possibile considerare costante l'eccentricità ai fini ingegneristici, è sbagliato considerare costante il moto ellittico rivoluzionario², dunque abbiamo che:

$$I_0(t) = I_{cs} \cdot e(t) \quad (1.5)$$

dove:

$$e(t) = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi n(t)}{365} \right) \quad (1.6)$$

Dunque l'1.7 % di eccentricità provocando la variazione fra la distanza terra-sole, ne provoca anche la variazione della radiazione extraterrestre: graficando l'espressione della radiazione extraterrestre sopracitata, otteniamo il seguente andamento:

E' dunque lecito assumere un valore medio pari a quello definito precedentemente, ossia pari a 1367 W/m^2

²Per la terra vale 365 giorni

1.3.2 Il Moto di Rotazione

tale moto, come dice il nome stesso, porta il pianeta terra a girare su se stesso in senso antiorario per un tempo medio pari a 24 ore, attorno ad un asse inclinato di $2327'$ e passante per i poli. Tale inclinazione viene mantenuta costante per tutto l'anno, tuttavia il moto di rivoluzione permette alla terra di avere direzioni opposte a seconda della posizione in cui viene a trovarsi, dando vita alle stagioni: infatti quando un emisfero si trova nella stagione invernale, i raggi solari colpiscono la superficie con una minore inclinazione rispetto all'orizzonte, viceversa quando si trova nella stagione estiva, i raggi solari tendono ad essere perpendicolari alla superficie terrestre, i quali tendendo a riscaldare l'atmosfera, determinano l'aumento di temperatura tipico della stagione. L'effetto delle stagioni, risulta più evidente man mano che ci spostiamo verso i poli, in quanto l'inclinazione dell'asse determina un angolo della radiazione solare che varia dall'equatore ai poli.

1.4 Posizione del Sole Nella Volta Celeste

Tra le cause che determinano le stagioni, troviamo, oltre alla rotazione terrestre, l'inclinazione del pianeta rispetto al piano geometrico su cui giace l'orbita terrestre, chiamata eclittica:

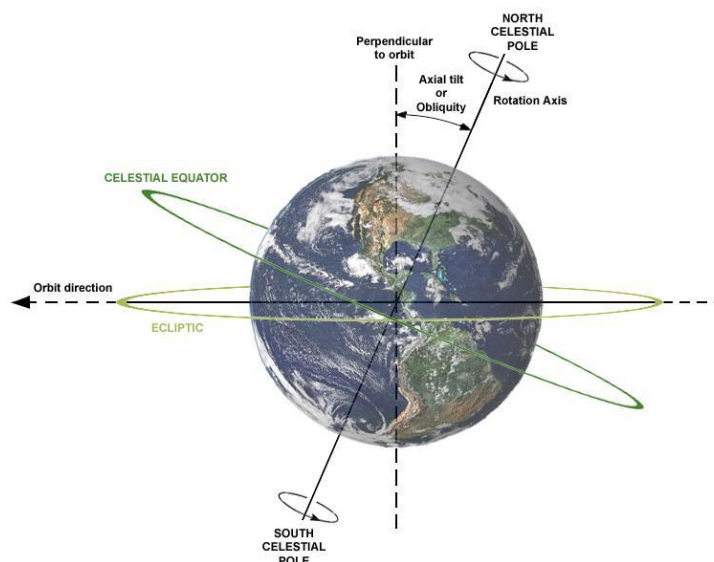


Figura 1.6: [Inclinazione Asse Terrestre](#)

1.4.1 Le Coordinate Solari

L'inclinazione dell'asse terrestre, il ciclo di rivoluzione, il moto di rotazione da ovest verso est ogni 24 ore, stanno alla base della variazione del sole nella volta celeste: ecco che quindi, per determinare la posizione di esso nella volta celeste³ ci serviamo di alcuni angoli caratteristici:

- **La Latitudine** ϕ è l'angolo che la retta passante per la località considerata e il centro della terra, forma con il piano equatoriale: è positiva nell'emisfero boreale e negativa in quello australe
- **L'altezza solare** α è l'angolo formato tra la direzione dei raggi solari ed il piano orizzontale
- **L'azimut solare** a è l'angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud: a est, convenzionalmente, vale $+90$ e -90 a ovest, ovviamente a sud è nullo
- **L'angolo orario** ω è la distanza angolare tra il sole e la sua posizione a mezzogiorno lungo la sua traiettoria apparente sulla volta celeste: esso è positivo nelle ore antimeridiane, e risulta pari al numero di ore di distanza dal mezzogiorno moltiplicato per 15^4 :

$$\omega = 15h_{sol} - 180 \quad (1.7)$$

- **La Declinazione Solare** σ è l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno col piano equatoriale sul meridiano considerato; è positiva quando il sole sta al di sopra del piano equatoriale ed è negativa quando sta al di sotto:

$$\sigma = 23.45 \sin \left(\frac{(284 + n)360}{365} \right) \quad (1.8)$$

³Si considera in questa analisi che sia il sole a ruotare attorno alla terra, che risulta quindi ferma

⁴La terra, ogni ora, ruota di 15



Figura 1.7: Angoli Solari

Tali angoli sono visualizzabili nella figura seguente:

L'altezza solare precedentemente definita, è calcolabile mediante la seguente formula:

$$sen(\alpha) = sen(\phi)sen(\sigma) + cos(\phi)cos(\sigma)cos(\omega) \quad (1.9)$$

L'angolo di azimut è invece così definito:

$$sen(a) = \frac{cos(\sigma)sen(\omega)}{cos(\alpha)} \quad (1.10)$$

L'azimut solare, può assumere valori superiori a 90 gradi (in valore assoluto) è necessario apporre delle modifiche alla formula precedentemente esposta e quindi, i valori ottenuti con la formula risultano validi se:

$$\sin(\alpha) \geq \frac{\sin(\sigma)}{\sin(\phi)} \text{ per } \phi \geq 0 \quad (1.11)$$

$$\sin(\alpha) < \frac{\sin(\sigma)}{\sin(\phi)} \text{ per } \phi < 0 \quad (1.12)$$

Laddove le relazioni non sono verificate, si utilizza una formula correttiva:

$$a_{corr} = \text{sgn}(a)[180 - |a|] \quad (1.13)$$

dove $\text{sgn}(a)$ risulta essere il segno dell'azimut.

La declinazione precedentemente definita, durante l'anno da un massimo di 23.45 (al 21 giugno) a un minimo di -23.45 (al 21 dicembre):

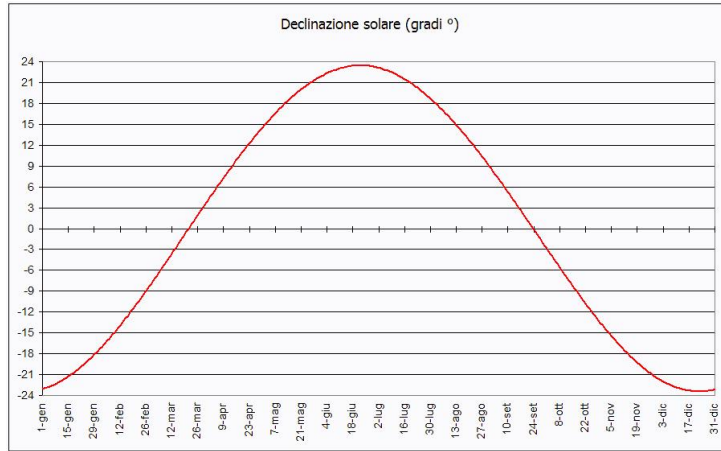


Figura 1.8: Declinazione Solare

1.4.2 Le Traiettorie Solari

Si definisce **Solstizio** il momento in cui il sole raggiunge, nel suo moto, il punto di declinazione minima o massima e corrisponde rispettivamente al 21/6 e al 21/12: analogamente si definisce **Equinozio** il giorno in cui il sole si trova perpendicolare all'equatore e dunque il dì è uguale alla notte: i giorni nei quali avviene questo fenomeno sono rispettivamente il 21/9 e il 21/3:

si riportano nelle figure seguenti i vari momenti dell'anno sopra descritti:

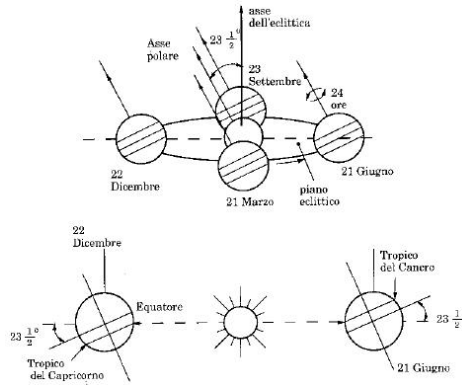


Figura 1.9: Moto Terrestre

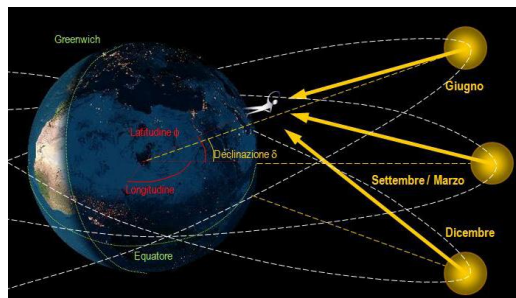


Figura 1.10: Posizione del Sole nei vari istanti dell'anno

Ai tropici il sole raggiunge lo **zenit** due volte all'anno: in altre parole, in tali zone due volte all'anno, il sole risulta essere perpendicolare a mezzogiorno e, in particolare all'equatore, ciò avviene agli equinozi, mentre ai tropici avviene rispettivamente per il solstizio d'estate per il cancro e per il solstizio di inverno per il capricorno. Ogni giorno il sole compie un cammino apparente nel cielo che lo porta alla sua massima altezza rispetto all'orizzonte: tale altezza corrisponde al **mezzogiorno locale**. Per ogni località dunque, è possibile determinare un diagramma cartesiano che riporti le traiettorie solari:

un esempio di questo grafico è riportato nella figura seguente:

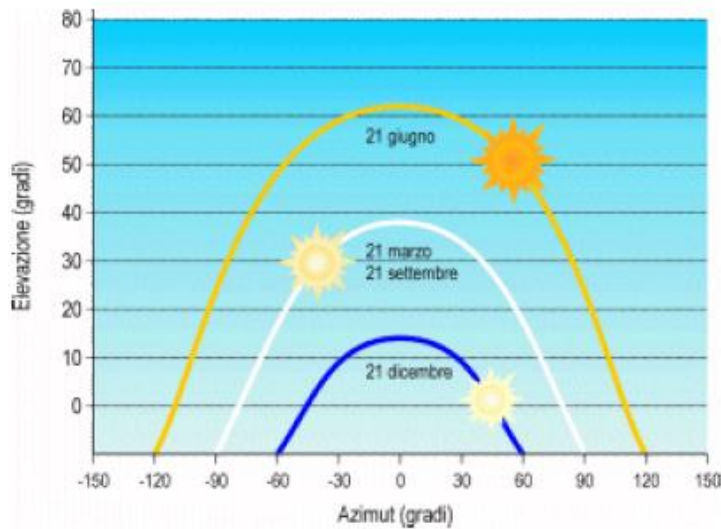


Figura 1.11: Traiettorie Solari

1.4.3 L'ora Solare

Gli angoli orari corrispondenti alle varie posizioni del sole, non coincidono con gli orari letti sul normale orologio: per convertire tale ora, bisogna apportare una serie di correzioni; la prima è dovuta alla differenza di longitudine tra il meridiano locale ed il meridiano di riferimento, rispetto al quale è computato il tempo convenzionale, tenendo conto che **ad ogni grado di differenza di longitudine corrisponde una correzione di quattro minuti primi**. Una seconda correzione, riguarda la così detta equazione del tempo: questa è dovuta al fatto che la velocità angolare della Terra non è costante nel corso dell'anno ma subisce delle variazioni positive e negative rispetto al valore medio convenzionale di $360/24$ gradi/ora⁵. Quindi, in definitiva, l'ora solare reale, è così determinata:

Ora Solare Vera = Ora Convenzionale + 4'(differenza di longitudine tra il meridiano locale ed il meridiano di riferimento) + equazione del tempo

Naturalmente l'orario convenzionale del fuso è da considerarsi solare (quindi

⁵tale equazione sarà studiata più avanti quando verrà modellizzata la radiazione solare

in periodo di ora legale bisogna sottrarre di un'ora). Ad ogni modo in tutto l'elaborato si farà riferimento all'ora solare.

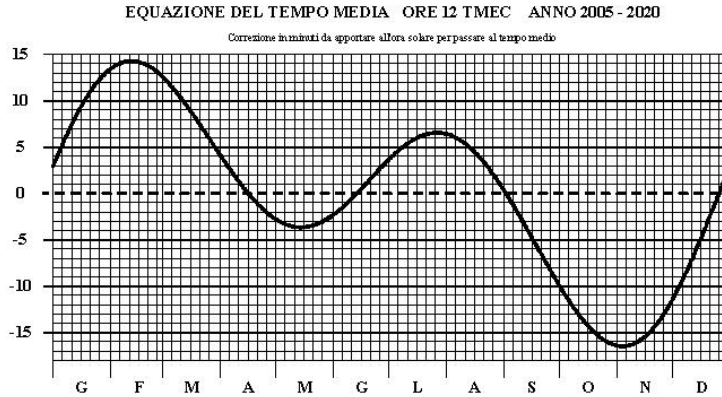


Figura 1.12: Grafico Equazione Del Tempo

1.5 L'Irraggiamento Solare

L'energia solare che arriva sulla superficie terrestre è notevolmente più piccola di quella che arriva all'esterno dell'atmosfera, a causa dei fenomeni diffusionali e di assorbimento dovuti all'atmosfera stessa. La riflessione diffusa (di scattering) è dovuta principalmente all'urto delle molecole dell'aria, del vapor d'acqua e del pulviscolo atmosferico; conseguentemente una parte della radiazione viene rimandata verso l'esterno dell'atmosfera. L'assorbimento invece, è dovuto in misura maggiore all'Ozono (O_3), al vapor d'acqua e all'anidride carbonica.

Il coefficiente di diffusione delle molecole d'aria, è proporzionale a λ^{-4} , quello delle particelle di polvere proporzionalmente a $\lambda^{-0.75}$, quello del vapor d'acqua proporzionalmente a λ^{-2} ; l'Ozono assorbe principalmente l'ultravioletto, mentre l'acqua l'infrarosso, in particolare O_3 assorbe quasi completamente negli strati alti atmosferici le radiazioni con $\lambda < 0.29\mu m$, mentre invece risulta nullo a $\lambda = 0.35\mu m$ ⁶. Il vapor d'acqua invece, assorbe fortemente bande centrate attorno alle lunghezze d'onda di $1 - 1.4\mu m$ e $1.8\mu m$; Si riporta in figura la distribuzione spettrale della radiazione solare con Sole allo Zenit.

⁶Nelle regioni di lunghezza d'onda intermedie a questi valori, il coefficiente di assorbimento assume valori compresi fra il massimo e il minimo

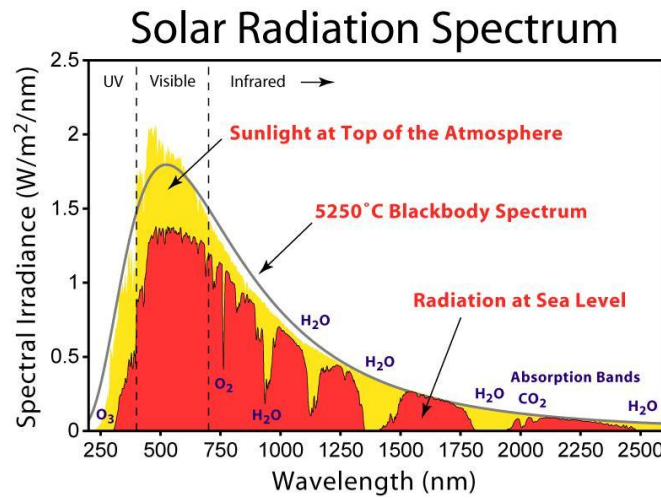


Figura 1.13: Spettro Radiazione Solare

La parte di radiazione che raggiunge la superficie terrestre e non viene nè assorbita nè riflessa, è denominata **Radiazione Diretta**, mentre quella che la raggiunge da tutte le direzioni, a causa delle riflessioni e degli assorbimenti, è chiamata **Radiazione Diffusa**



Figura 1.14: Classificazione della Radiazione Solare

Si definisce infine **Radiazione Globale** al suolo, la somma dei due termini. Per superfici non orizzontali, dobbiamo tenere di conto della radiazione riflessa dal terreno e da oggetti circostanti mediante opportuni fattori di vista.

1.5.1 Determinazione della Radiazione Diretta e Diffusa

Per determinare la radiazione solare al suolo è solito definire due coefficienti di trasmissione dell'atmosfera, rispettivamente il coefficiente relativo all'irraggiamento diretto τ_d e quello relativo all'irraggiamento diffuso τ_D :

$$\tau_d = \frac{I_{dns}}{I_{ex}} \quad (1.14)$$

Il numeratore coincide con l'irraggiamento diretto normale al suolo, mentre il denominatore è la radiazione extraterrestre immediatamente fuori dall'atmosfera.

Il secondo termine invece è dato dal rapporto tra l'irraggiamento diffuso al suolo su un piano orizzontale e quello extra atmosferico, anch'esso su di un piano orizzontale.

$$\tau_D = \frac{I_{Dor}}{I_{ex} \sin(\alpha)} \quad (1.15)$$

Tali coefficienti sono fortemente influenzati sia dalle lunghezze d'onda della radiazione che dai gas che compongono l'atmosfera, nonché variabili con le condizioni meteorologiche locali. Per quanto riguarda la radiazione diretta, Hottel nel 1976 il coefficiente τ_d è dato dalla seguente relazione:

$$\tau_{d_{Hottel}} = a_0 + a_1 \exp\left(-\frac{k}{\sin(\alpha)}\right) \quad (1.16)$$

Per quanto riguarda il cielo sereno, con una visibilità di 23 km, le costanti valgono:

$$\begin{aligned} a_0 &= r_0[0.4237 - 0.00821(6 - A)^2] \\ a_1 &= r_1[0.5055 - 0.00595(6.5 - A)^2] \\ k &= r_k[0.2711 - 0.01858(2.5 - A)^2] \end{aligned}$$

Mentre invece, per cieli con foschia che limitano a visibilità di 5 km si ha:

$$\begin{aligned} a_0 &= r_0[0.2538 - 0.0063(6 - A)^2] \\ a_1 &= r_1[0.7678 - 0.001(6.5 - A)^2] \\ k &= r_k[0.249 - 0.081(2.5 - A)^2] \end{aligned}$$

Avendo indicato con A l'altitudine rispetto al livello del mare misurata in km, si riportano i valori dei coefficienti r dipendenti dalle condizioni climatiche:

Clima	r_0	r_1	r_k
Tropicale	0.95	0.98	1.02
Estate (Latitudine Media)	0.97	0.99	1.02
Estate (Latitudine Sub Artica)	0.99	0.99	1.01
Inverno (Latitudine Media)	1.03	1.01	1.00

Per quanto riguarda la radiazione diffusa, Liu e Jordan hanno proposto un coefficiente di trasmissione che ha le seguente espressione:

$$\tau_{D_{LJ}} = 0.271 - 0.2939\tau_d \quad (1.17)$$

1.5.2 Radiazione Gloale Istantanea Incidente Su Una Superficie Orientata

L'inclinazione di una superficie è identificata per mezzo dell'angolo di tilt, spesso indicato con la lettera greca β e rappresenta l'angolo della superficie stessa e il piano orizzontale; non solo, è necessario definire anche l'orientazione di quest'ultima, che viene data per mezzo dell'**angolo azimutale della superficie** indicato con a_w : quest'ultimo è l'angolo che la proiezione sul piano orizzontale della normale alla superficie forma con la direzione sud: è positivo se la proiezione è rivolta verso est e negativo se rivolta verso ovest. Definiamo inoltre l'**angolo di incidenza** i l'angolo che i raggi solari formano con la normale alla superficie.

La radiazione quindi intercettata su di una superficie inclinata vale:

$$G_b = I_{bn} \cos(i) \quad (1.18)$$

Si riporta di seguito la figura esemplificativa della situazione:

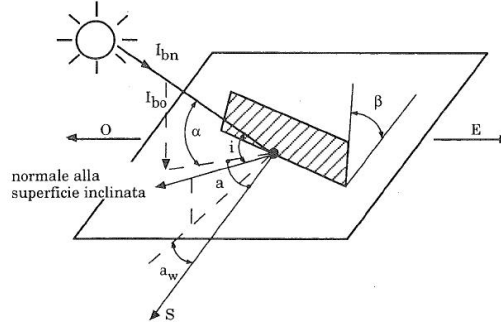


Figura 1.15: Angoli Nello Studio Di Una Superficie Inclinata

L'espressione generale dell'angolo di incidenza può essere ricavato dall'espressione del suo coseno:

$$\cos(i) = \sin(a - a_w) \cos(\alpha) \sin(\beta) + \sin(\alpha) \cos(\beta) \quad (1.19)$$

Tale equazione, nel caso di superfici poste a sud può essere riscritta nella seguente forma:

$$\cos(i) = \sin(\phi - \beta) \sin(\sigma) + \cos(\phi - \beta) \cos(\sigma) \cos(\omega) \quad (1.20)$$

Si sottolinea che l'orientazione a sud del ricevitore risulta la soluzione largamente più utilizzata in quanto massimizza l'energia globale captata. Per il calcolo della potenza istantanea globale incidente su di una superficie orientata, è necessario tenere conto del contributo della radiazione diretta, riflessa e diffusa: per quanto riguarda quella diretta, l'equazione (1.18) permette di calcolarla, mentre quella diffusa è determinata mediante la (1.21), infine quella riflessa è data dalla (1.22):

$$G_D = I_{Do} \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \quad (1.21)$$

$$G_r = (I_{bn} \sin(\alpha) + I_{Do}) \cdot \rho \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \quad (1.22)$$

Nell'ultima equazione è stato introdotto un nuovo coefficiente ρ chiamato **albedo** che varia al variare delle superfici:

superficie	ρ
neve (caduta di fresco con un film di ghiaccio)	0.75
superfici d'acqua (ad elevati angoli di incidenza)	0.07
strade sterrate	0.04
foresta di conifere (in inverno)	0.07
foresta in autunno	0.26
cemento	0.22
foglie secche	0.30
erba secca	0.20
erba verde	0.26
superfici di bitume e ghiaia	0.13
superfici di rocce non omogenee	0.20
pareti di edifici scure (mattoni rossi, pitture scure)	0.27
pareti di edifici chiare	0.60
campi innevati con boschi sullo sfondo	0.66 + 0.73
campi innevati (argilla ed erba) presso una strada	0.61 + 0.70
bosco innevato (conifere)	0.61
bosco innevato (deciduo)	0.72

Figura 1.16: Valori del coefficiente di albedo

Quindi la radiazione globale incidente su di una superficie risulta la somma delle tre equazioni (1.18 – 1.21 – 1.22)

$$G = I_{bn} \cos(i) + I_{Do} \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) + (I_{bn} \sin(\alpha) + I_{Do}) \cdot \rho \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \quad (1.23)$$

1.5.3 Radiazione Giornaliera Media Mensile Incidente Su Una Superficie

Risulta essere uno dei dati di maggior interesse ai fini della valutazione della producibilità del pannello: per permettere il calcolo di questo indice, poichè i valori istantanei sono di difficile manipolazione, si ricorre a medie e a dati

statistici⁷. Fra i dati più interessanti non può che esserci l'**energia giornaliera media mensile diffusa** e l' **energia giornaliera media mensile globale** indicate rispettivamente con D e H.

Liu e Jordan hanno proposto un metodo largamente utilizzato per determinare la radiazione giornaliera media mensile su superfici inclinate partendo da valori sperimentali ottenuti su superfici orizzontali: tramite osservazioni sperimentali hanno scoperto che la radiazione diffusa e la radiazione globale incidenti su di una superficie orizzontale sono correlabili con un parametro denominato **indice mensile di serenità** K:

$$\frac{D}{H} = 1.39 - 4.027K + 5.531K^2 - 3.108K^3 \quad (1.24)$$

Dove:

$$K = \frac{H}{H_{ex}} \quad (1.25)$$

Per la determinazione dell'indice di serenità è necessario, come è possibile vedere dalla precedente relazione, valutare la radiazione incidente dell'arco del giorno su una superficie orizzontale posta all'esterno dell'atmosfera mediante un integrale:

$$H_{ex} = \int_{\omega_a}^{\omega_t} I_{cs} e(t) \text{sen}(\alpha) d\omega \quad (1.26)$$

Poiché $d\omega = \left(-\frac{2\pi}{24} dt\right)$, integrando e sostituendo si ottiene la seguente espressione:

$$H_{ex} = \frac{24}{\pi} I_{cs} \left[1 + 0.033 \cos \frac{(2\pi n)}{365} \right] [\cos(\phi) \cos(\sigma) \text{sen}(\omega_a) + h_a \text{sen}(\phi) \text{sen}(\sigma)] \quad (1.27)$$

Per il calcolo della radiazione extraatmosferica si sceglie un giorno per ogni mese tale che la declinazione coincida con quella media del mese:

⁷Ci sono molti software liberi che riportano i valori ambientali di una località precisa, ad esempio RETSCREEN

Mese	Giorno Dell'Anno	Data
GEN	17	17 Gennaio
FEB	47	16 Febbraio
MAR	75	16 Marzo
APR	105	15 Aprile
MAG	135	15 Maggio
GIU	162	11 Giugno
LUG	198	17 Luglio
AGO	228	16 Agosto
SET	258	15 Settembre
OTT	288	15 Ottobre
NOV	318	14 Novembre
DIC	344	10 Dicembre

Su una superficie arbitrariamente orientata, l'energia giornaliera media mensile è proporzionale ad un coefficiente che è funzione dell'inclinazione β e dell'angolo orario di alba ω'_a della superficie:

$$G_b = \left(\frac{\cos(i)}{\sin(\alpha)} \right) = R_b \cdot B \quad (1.28)$$

E' stato indicato nella (1.28) con B l'energia media mensile ricavata come differenza della radiazione globale H meno quella diffusa D e con G_b l'energia giornaliera media mensile diretta. Il fattore R_b è detto fattore di inclinazione ed ha un'espressione analitica solo per le superfici esposte a sud, mentre per tutte le altre casistiche è possibile determinarlo mediante delle opportune tabelle:

$$R_b = \left(\frac{\cos(\phi - \beta)\cos(\sigma)\sin(\omega'_a) + \omega'_a\sin(\phi - \beta)\sin(\sigma)}{\cos(\phi)\cos(\sigma)\sin(\omega_a) + \omega_a\sin(\phi)\sin(\sigma)} \right) \quad (1.29)$$

si ricorda che gli ω senza indice riguardano gli angoli alba e tramonto del sole, mentre quelli con l'indice sono relativi alla superficie Il sole sorge e tramonta sulla superficie in corrispondenza dell'angolo minimo ω'_a e di ω'_t ottenuto con le seguenti relazioni:

$$|\omega'_a| = \min|\omega_a(\alpha = \alpha_{min}), \omega_a(i = 90)| \quad (1.30)$$

$$|\omega'_t| = \min|\omega_t(\alpha = \alpha_{min}), \omega_t(i = 90)| \quad (1.31)$$

Note queste relazioni è possibile determinare l'energia giornaliera media mensile incidente sulla superficie inclinata:

$$G = R_b \cdot B + R_d \cdot D + R_r \cdot (B + D) \quad (1.32)$$

dove:

$$R_d = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (1.33)$$

$$R_r = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (1.34)$$

Che sono rispettivamente, il fattore di inclinazione della radiazione diffusa e della riflessa.

1.5.4 Stima Della Radiazione Oraria Media

La radiazione media mensile non è relativa a giornate particolari, bensì ai giorni medi mensili: **il giorno medio mensile** è un giorno fittizio, i cui valore della temperatura, irraggiamento solare, umidità e velocità del vento sono determinati come media, per quell'ora e per quel mese, dei valori orari misurati in un lungo periodo. I valori orari, in assenza di dati sperimentali possono essere determinati mediante un opportuno coefficiente partendo dalla radiazione media mensile:

$$H_h = r_t \cdot H \quad (1.35)$$

Tale coefficiente è stato dedotto da due studiosi Collares e Rabl:

$$r_t = \frac{\pi}{24}(a + b \cos(\omega)) \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_a)}{\sin(\omega_a) - \frac{\pi}{180}\omega_a \cos(\omega_a)} \quad (1.36)$$

Le costanti a e b sono determinate dalla 37 e dalla 38:

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_a - 60) \quad (1.37)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \operatorname{sen}(\omega_a - 60) \quad (1.38)$$

Secondo Liu e Jordan, anche la radiazione diffusa oraria (sempre riferita al giorno medio mensile) può essere determinata a partire dalla radiazione diffusa giornaliera media mensile per mezzo di un coefficiente moltiplicativo:

$$D_h = r_d \cdot D \quad (1.39)$$

con

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_a)}{\operatorname{sen}(\omega_a) - \frac{\pi}{180} \omega_a \cos(\omega_a)} \quad (1.40)$$

Capitolo 2

I Collettori Solari a Concentrazione

*Il processo di una scoperta
scientifica è, in effetti, un
continuo conflitto di meraviglie*

Albert Einstein

Dopo aver introdotto la teoria che sta alla base dello studio di un impianto solare, riportiamo in questo capitolo la descrizione dei pannelli che costituiscono l'impianto, analizzandone caratteristiche geometriche, ottiche e termodinamiche, citando infine il modello numerico che verrà inserito in fase di simulazione all'interno del simulatore, stimandone l'errore numerico.

2.1 L'Energia Solare Termica

Già dalla preistoria l'uomo si rese conto dei benefici derivanti dall'impiego dell'energia del sole, utilizzandola sia per essiccare i cibi fino ad arrivare, mediante le proprietà riflettenti degli oggetti concavi, a generare delle vere e proprie combustioni, infatti come si narra, nel II sec. A.c. Archimede abbia usato degli specchi solari per respingere l'avanzata della flotta romana verso il porto di Siracusa.

Il primo vero e proprio pannello solare si fece attendere e pare sia stato costruito nel XVIII sec. da uno scienziato svizzero chiamato Horace Benedict de Saussure: era una semplice scatola di legno con la parte esposta al sole costituita da un vetro e la base interna dipinta di colore nero (che poi risultano essere le caratteristiche base degli attuali collettori solari piani).

Per assurdo, le primissime applicazioni riguardano i collettori a concentrazione che per la loro natura risultano essere più complessi rispetto a quelli senza concentrazione.

Il primo significativo esperimento si ha nel 1772 in Francia, dove Antoine Lavoisier progettò una fornace; purtroppo l'invenzione della caldaia a vapore frenò lo sviluppo della tecnologia solare in quanto il carbone risultava essere un combustibile più pregiato e soprattutto molto disponibile.

Ad ogni modo da quel momento in poi si diffusero le prime piccole applicazioni solari in impianti per la dissalazione dell'acqua, di pompaggio di acqua e per la cottura di cibi soprattutto nelle zone più soleggiate, come l'Africa, dove ad esempio un inglese di nome Adams progettò dei riflettori parabolici che collimavano su una piccola caldaia, riflettori che venivano opportunamente direzionati lungo l'arco della giornata per captare più energia solare possibile: tale tecnica, nel 1878 venne definita a **torre**, dizione utilizzata anche oggi per questa tipologia di concentrazione.

Nel 1887 uno svedese di nome Ericsson sperimentò impianti di irrigazione solare per le coste soleggiate del Pacifico, utilizzando un motore ad aria calda alimentato da un **riflettore parabolico lineare**. Successivamente nel 1910 un americano, F. Shuman, costruì una caldaia solare, alimentata da collettori parabolici lineari, in grado di fare girare un motore da 30 kW: la superficie dei collettori si attestava sui 4000 m^2 . Successivamente l'evoluzione della tecnologia dei pozzi petroliferi causò un altro freno all'evoluzione del solare. Si dovranno attendere gli anni ottanta per vedere una ripresa (causata ovviamente dalla crisi petrolifera).

Parallelamente alla concentrazione solare, il riscaldamento dell'acqua fu, sorprendentemente una tecnologia poco considerata almeno fino all'inizio degli anni '60 del '900, avendo poi una veloce espansione fino ad oggi.

I primi impianti a concentrazione solare furono costruiti del deserto califor-

niano del Mojave: lo scopo era quello di produrre vapore che utilizzato in un ciclo termodinamico generava una potenza di 14 MW. Sempre nella stessa zona vennero costruiti altri impianti con tecnologia a torre centrale (Solar One) da 10 MW con una superficie di eliostati pari a 160'000 m^2 che insieme al successivo impianto Solar Two che introduceva l'utilizzo dei sali fusi, forniva energia a gran parte della California Meridionale.

Per quanto riguarda l'Europa, è stata l'Italia ad ospitare la prima grande centrale europea nell'ambito del solare ad alta temperatura, realizzata ad Adrano in Sicilia: tale impianto generava 1 MW di potenza elettrica e rimase in funzione fino al 1986; seguirono a questo il progetto di Almeria, in Spagna, ad oggi il più importante centro di ricerca europeo, e il progetto Archimede di Siracusa, impianto ibrido a sali fusi che riscalda il vapore e si aggiunge ad un esistente impianto a gas.

2.2 I Collettori Termici A Concentrazione

La raccolta e la concentrazione della radiazione solare, che per sua natura ha una bassa densità di potenza, rappresentano alcune delle problematiche principali degli impianti solari; esse vengono realizzate mediante l'impiego di un concentratore, formato da pannelli di opportuna geometria con superfici riflettenti (normalmente comuni specchi di vetro). Nei collettori a concentrazione, l'elemento assorbente rappresenta il componente imprescindibile per lo sfruttamento dell'energia solare, costituendo tuttavia anche la causa di dispersioni più o meno significative, in relazione alle specifiche condizioni operative. Queste perdite possono essere limitate drasticamente concentrando la radiazione incidente su una superficie di dimensioni inferiori rispetto a quella di raccolta; i collettori solari a concentrazione, in effetti, sfruttano proprio questo principio, per mezzo di particolari dispositivi ottici capaci di far convergere l'energia elettromagnetica su un assorbitore, la cui area è più piccola di quella esposta al Sole. Tale area può essere definita come superficie di ammissione o superficie captante A_c , mentre il rapporto tra essa e l'estensione dell'assorbitore o superficie del ricevitore A_r , viene definito rapporto di concentrazione C e può variare da poco più di un'unità a diverse centinaia, a seconda dei collettori considerati.

$$C = \frac{A_c}{A_r} \quad (2.1)$$

per valori di C fino a 4 si parla di bassa concentrazione, di media da 5 a 200 e al di sopra si entra nel campo dell'alta concentrazione. Un altro parametro

fondamentale è rappresentato dall'angolo di ammissione o accettazione dei raggi solari ($2\theta_c$), che rappresenta il massimo angolo di penetrazione della luce all'interno del collettore affinché essa sia concentrata direttamente sull'assorbitore¹. Il ricevitore, che ha svariate forme e che può essere unico per tutto il campo solare, oppure accoppiato a ciascun concentratore, trasforma l'energia solare in energia termica, ceduta poi ad un fluido che viene fatto passare al suo interno. I collettori di questo tipo, in sostanza, consentono di aumentare la superficie captante e diminuire contemporaneamente quella disperdente, godendo di tutta una serie di vantaggi, tra cui i principali sono:

- Temperature del fluido termovettore in uscita più elevate;
- Maggiori efficienze termodinamiche per applicazioni in cui sono utili temperature superiori ai 100 °C;
- Maggiori efficienze di conversione connesse alle minori dispersioni delle superfici assorbenti;
- Costi inferiori a parità di superficie di ammissione e quindi di radiazione captata;
- Le dimensioni inferiori del ricevitore rispetto alla superficie di apertura portano a un maggiore risparmio su materiali e sulle superfici selettive e sottovuoto.

D'altra parte però bisogna tenere conto degli svantaggi:

- Maggiore complessità;
- Sensibilità alla radiazione diffusa inversamente proporzionale al grado di concentrazione;
- Nella maggior parte dei casi i collettori a concentrazione necessitano dell'impiego di sistemi ad inseguimento solare per l'ottimizzazione delle prestazioni;
- Impiego di superfici riflettenti, che necessitano di pulizia, manutenzione e spesso deperibili nel lungo periodo

¹ θ_c è l'angolo di semi apertura del cono di ammissione dei raggi solari e vale quindi la metà dell'angolo di accettazione

L'unico esempio di collettore statico è dato dai **Collettori Parabolici Composti** o Compound Parabolic Concentrator (CPC), mentre tra i collettori a concentrazione con inseguitore solare elenchiamo:

- Collettori a parabole lineari (PTC)
- Collettori a lenti Fresnel (LFR)
- Collettori a disco parabolico (PDR)
- Sistemi a torre solare (HFC)

2.2.1 Il Collettore Parabolico Composto

I collettori parabolici composti si basano sulla cosiddetta **ottica senza immagini**, in quanto concentrano la luce in modo molto più efficiente dei normali specchi e lenti, che formano immagini. Difatti, un concentratore non focalizzante è come un imbuto: la luce, che entra nel concentratore attraverso un'ampia sezione, viene riflessa su un ricevitore di area molto più ridotta; questo processo distrugge l'immagine della sorgente, ma in un concentratore solare non interessa ottenere un'immagine, bensì condensare al massimo l'intensità della radiazione solare per unità di superficie. Il collettore riflette sull'assorbitore, posto sul fondo, la radiazione incidente entro un ampio angolo di accettazione; ciò è possibile grazie ad una particolare geometria basata su due parabole contrapposte ad assi incidenti, di cui uno schema è visibile in figura:

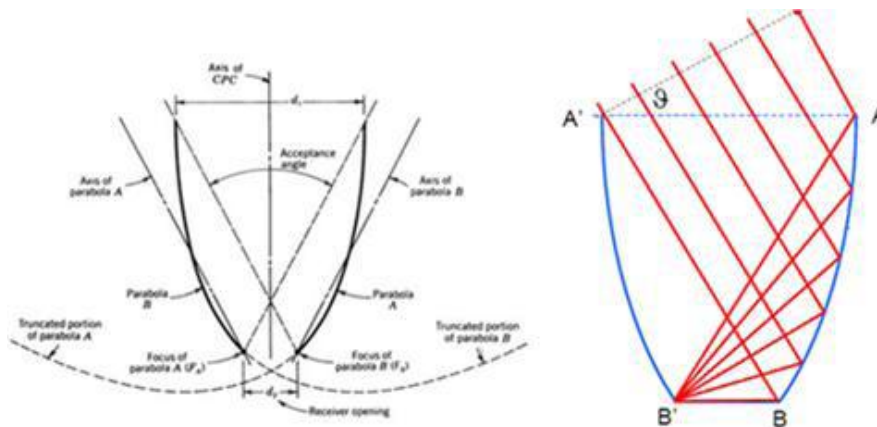


Figura 2.1: Geometria (a sinistra) e funzionamento (a destra) di un CPC

Il principio di funzionamento, rappresentato in figura 2.1 a destra, si basa sulla caratteristica della parabola di concentrare nel fuoco i raggi solari paralleli al suo asse; entrambi i fuochi delle due parabole si trovano sul piano del ricevitore e l'angolo formato dagli assi definisce l'angolo di accettazione dei raggi solari. Tale angolo delinea la porzione di cielo entro il quale la radiazione diretta viene riflessa sull'assorbitore. L'assorbitore può avere varie forme; ad esempio, se cilindrico, la superficie del collettore, al fine di migliorare le prestazioni, può terminare inferiormente in un arco di circonferenza concentrico rispetto all'assorbitore, come mostrato in figura 2.2, in modo da rimandare verso di esso anche la porzione di radiazione altrimenti persa sul fondo.

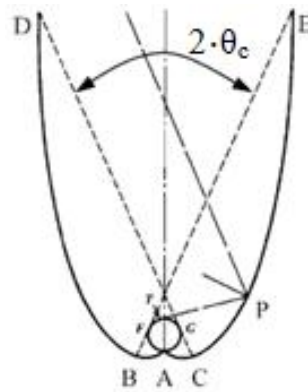


Figura 2.2: Collettore CPC con ricevitore cilindrico

La parte superiore del collettore, essendo quasi verticale, contribuisce poco alla raccolta della radiazione incidente; quindi, usualmente il collettore viene troncato ad un'altezza inferiore a quella teorica del disegno, rendendolo più compatto e soprattutto più economico. A differenza della maggior parte dei sistemi a concentrazione ed inseguimento solare, questi collettori, sebbene dimostrino appieno la loro funzionalità soprattutto in presenza di irraggiamento diretto, possono sfruttare anche la radiazione diffusa, in maniera inversamente proporzionale rispetto allo specifico rapporto C , che oscilla, in genere, tra 2 e 6, a seconda della varie configurazioni possibili. Il collettore parabolico composto può essere orientato con il suo asse focale (con riferimento alla figura 2.2, tale asse coincide con l'asse del tubo ricevitore) sia nella direzione est-ovest che nord-sud: nel primo caso (asse del tubo orizzontale), si ha una maggiore sensibilità rispetto alle variazioni dell'angolo di altezza solare α^2 , mentre nel secondo, vengono privilegiate le variazioni dell'angolo

²L'angolo di accettazione copre parte della variazione di altezza della traiettoria solare

di azimut ³. In ogni caso, il collettore viene inclinato verso l'equatore con un angolo proporzionale alla latitudine del luogo. La radiazione diretta può raggiungere l'assorbitore senza essere dispersa solo nel periodo di transito del Sole nell'angolo di accettazione del collettore; quindi, per soluzioni statiche è necessario il posizionamento con l'asse del tubo ricevitore nella direzione est-ovest ed il dimensionamento del collettore in modo che abbia un notevole angolo di accettazione; invece, la soluzione con asse del tubo ricevitore in direzione nord-sud necessita spesso di inseguimento solare, data l'elevata variazione di azimut ⁴ compiuta dal Sole nell'arco della giornata. Il collettore è solitamente ricoperto da un vetro protettivo per evitare l'entrata di polvere, pioggia o grandine che potrebbero danneggiare le superfici riflettenti. Sono stati ultimamente sviluppate e verranno viste nel dettaglio nei capitoli successivi, soluzioni ibride che combinano la tecnologia della concentrazione senza immagini all'isolamento sottovuoto, minimizzando le perdite termiche senza rinunciare né alla concentrazione solare né alla soluzione statica (notoriamente più semplice e conveniente).

2.2.2 Collettore a Parabole Lineari

Un collettore cilindro-parabolico è costituito, essenzialmente, da un concentratore in forma di riflettore cilindrico a sezione parabolica, e da un assorbitore tubolare, disposto per tutta la lunghezza del concentratore in corrispondenza del fuoco della parabola. Quando il concentratore parabolico è puntato verso il Sole, la radiazione diretta viene riflessa sul tubo ricevitore, portandolo ad alta temperatura e riscaldando così il fluido termovettore, che viene fatto scorrere al suo interno attraverso canalizzazioni di adduzione e prelievo collegate alle estremità:

³L'angolo di accettazione copre parte della variazione di azimut (modo da E verso O) della traiettoria solare

⁴Nelle stagioni estive è maggiore di 180°, poichè il sole sorge e tramonta spostato verso nord

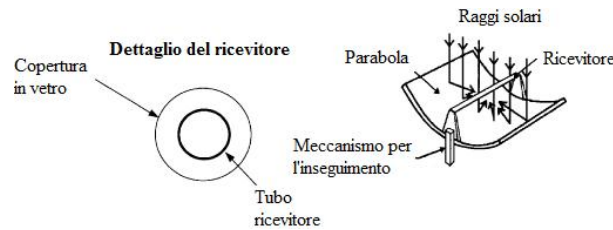


Figura 2.3: Schema di un collettore a parabole lineari

Il concentratore, che nella maggior parte delle applicazioni è esposto all'aria aperta senza protezioni, viene fabbricato sagomando opportunamente per piegatura delle lamine in metallo lucidato, o con degli specchi concavi, oppure applicando pellicole adesive riflettenti su superfici curve. La realizzazione di questi elementi deve naturalmente tenere in considerazione le effettive condizioni di impiego previste; precipitazioni meteoriche, polvere, sporcizia e depositi di varia natura possono, infatti, deteriorare rapidamente le proprietà ottiche delle finiture impiegate, compromettendo la funzionalità del collettore. Parallelamente all'impiego di materiali, che forniscano buone garanzie di durabilità, dunque, è consigliabile programmare efficienti cicli di manutenzione periodica, in modo da preservare il livello prestazionale e prolungare la vita operativa dei componenti. Nuovi sviluppi nel campo dei collettori parabolici lineari mirano a ridurre i costi e contemporaneamente migliorarne il rendimento, inserendo sistemi di pulitura automatica o meccanismi di inseguimento solare automatici con sensori di potenza e inclinazione dei raggi solari. È bene tener conto che il sistema d'inseguimento deve essere sempre più accurato mano a mano che aumenta il grado di concentrazione, e di conseguenza diminuisce l'angolo di accettazione del riflettore⁵; per ottenere queste caratteristiche, la struttura di sostegno ed inseguimento deve essere la più rigida possibile, cercando di minimizzare il peso ed il costo di fabbricazione. Data l'elevata lunghezza con cui sono costruiti i collettori a parabole lineari⁶, viene spesso usato un sistema di inseguimento ad un solo asse di rotazione, che può essere est-ovest, inseguendo il Sole da nord a sud, o con asse di rotazione nord-sud, inseguendo il Sole da est a ovest. Il vantaggio della prima soluzione citata (figura 2.4 c) è che sono necessari pochi aggiustamenti durante il giorno per seguire l'altezza del Sole, ma tale soluzione ha il minor rendimento durante le prime ed ultime ore del giorno, dato un angolo di incidenza non ottimale. Nella seconda soluzione (figura 2.4 d), al

⁵In ogni caso la tolleranza massima per un sistema parabolico lineare a bassa concentrazione è di 2°, che richiede quindi un preciso sistema di puntamento

⁶Anche centinaia di metri

contrario, il collettore ha un rendimento ottimale nelle ore lontane dal mezzogiorno, mentre nelle ore centrali della giornata esso ha un rendimento più basso, poiché l'angolo di incidenza raggiunge il valore minimo; tale diminuzione di rendimento è tuttavia compensata da una maggiore insolazione, caratteristica delle ore centrali del giorno. Durante l'anno, la soluzione con asse est-ovest ed inseguimento dell'altezza solare riesce a raccogliere una maggiore radiazione rispetto ad un inseguitore con asse nord-sud;

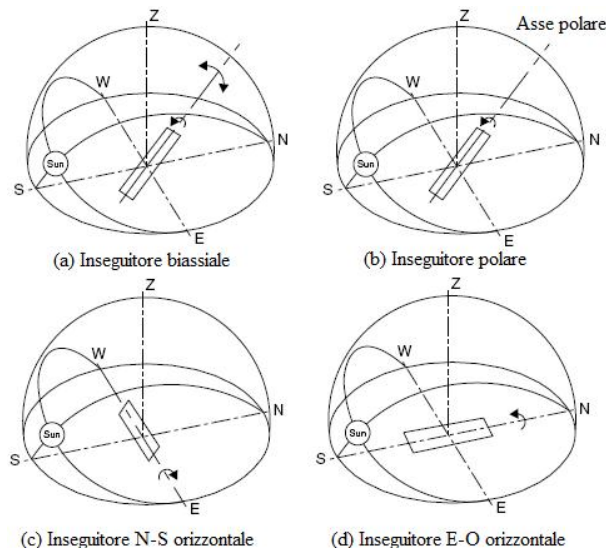


Figura 2.4: Tipologie di inseguitori solari

ciò è dovuto alla posizione ottimale durante la stagione estiva quando la radiazione è maggiore. Come detto, l'assorbitore è rappresentato da un tubo di metallo annerito, racchiuso da un secondo tubo di vetro coassiale; quest'ultimo di solito subisce trattamenti superficiali selettivi ed antiriflesso per aumentarne la trasmissibilità ai raggi solari, ed inoltre per ridurre ulteriormente le perdite di calore, in particolare per applicazioni ad alta temperatura, viene fatto il vuoto nell'intercapedine tra il tubo ricevitore in metallo e la copertura in vetro, con un notevole miglioramento dei rendimenti a fronte di un maggior costo. La produttività di questi componenti è notevole, potendo difatti raggiungere temperature di alcune centinaia di gradi (anche i 500°C), pur oscillando normalmente il campo operativo della piastra tra i 100°C ed i 400°C ; per questo motivo, si devono impiegare appropriati fluidi termovetori, come miscele a base di acqua per le applicazioni meno intensive ed olio diatermici, o sali fusi per impieghi ad alta temperatura.

2.2.3 Collettore a Lenti Fresnel

Il collettore a lenti Fresnel può essere immaginato come una parabola lineare divisa in piccole parti (figura 2.5 sinistra), ma, al contrario del collettore parabolico, ogni lente non deve avere forma parabolica ed il sistema di inseguimento, invece che essere continuo, può essere basato su variazioni discrete (figura 2.5 destra).

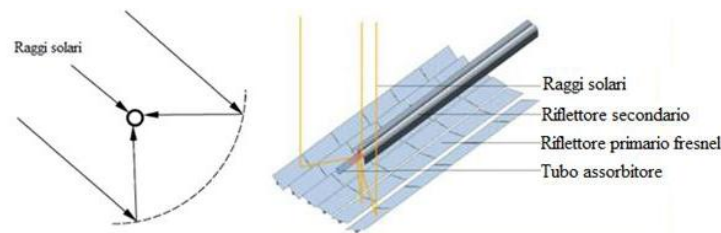


Figura 2.5: Collettore parabolico Fresnel, sinistra e schema di un ricevitore a lenti Fresnel a destra

I più grandi vantaggi di questa tipologia di lenti sono dovuti a tre fattori principali. Il primo è dato dal fatto che quest'ultime sono essenzialmente piatte o curvate elasticamente, e tale geometria le rende più convenienti rispetto alla più complessa soluzione parabolica; il secondo è costituito dalla circostanza che tali lenti sono montate vicino a terra, cosa che permette di minimizzare la complessità strutturale, mentre il terzo è rappresentato dal fatto che gli eliostati ruotano lungo l'asse longitudinale in modo da inseguire il moto del Sole e mantenere costantemente la radiazione solare riflessa sul tubo ricevitore. Tuttavia, tale rotazione avviene mediante incrementi discreti e mantenendo costante la variazione angolare tra lenti adiacenti, non richiedendo un controllo di inseguimento preciso e continuo come per le parabole lineari. Una delle difficoltà maggiori del sistema a lenti Fresnel consiste nell'evitare l'ombreggiamento ed il blocco dei ricevitori adiacenti, ciò portando ad un maggiore distacco tra i collettori, che può essere ridotto aumentando l'altezza dell'elemento assorbitore o il numero dei ricevitori, incrementando, in entrambi i casi, i costi. Il sistema a collettori lineari di Fresnel è costituito da un campo di eliostati lineari che riflettono e concentrano la radiazione solare su un tubo ricevitore posto in posizione orizzontale fissa al di sopra dei collettori; il tubo ricevitore è in genere costituito da un tubo in acciaio protetto da vetro, ed in genere non è mantenuto sottovuoto, pur essendo tuttavia in corso esperienze anche con tubi ricevitori del tipo usato per le parabole lineari. Ultimamente, sono state sperimentate soluzioni in cui le lenti Fresnel concentrano la luce verso un collettore secondario di tipo parabolico composto, che, a sua volta,

raccoglie la radiazione e la concentra ulteriormente sul tubo ricevitore (figura 2.6):

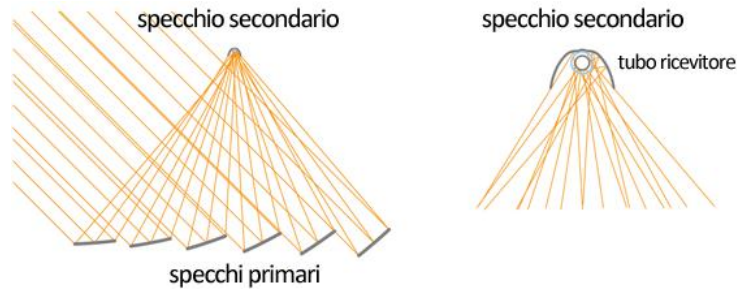


Figura 2.6: Ricevitore primario Fresnel (sinistra) e Secondario parabolico composto (destra)

Gli impianti a collettori lineari di Fresnel presentano alcune caratteristiche che li rendono competitivi con altri *concept* finora più applicati; difatti, essi permettono un uso ottimale del suolo (70 % contro il 33 % delle parabole lineari), hanno costi di installazione decisamente inferiori a causa del minore impegno di materiali e non necessitano di precisi sistemi di inseguimento solare. Per contro, il rendimento medio è inferiore a quello degli impianti a collettori lineari a causa della minore efficienza sia dei collettori (temperatura, ombreggiamenti, tubo ricevitore non isolato in vuoto) che del ciclo termodinamico. Gli impianti finora realizzati prevedono la produzione di vapore in campo fino a 270°C a 40 bar, anche vi sono state esperienze con produzione di vapore fino 400°C , e sono stati annunciati nuovi impianti con queste caratteristiche.

2.2.4 Collettore a Disco Parabolico

Questo sistema utilizza un pannello riflettente di forma parabolica che insegue il Sole, con un movimento di rotazione attorno a due assi ortogonali, e concentra la radiazione solare su un ricevitore montato nel punto focale:

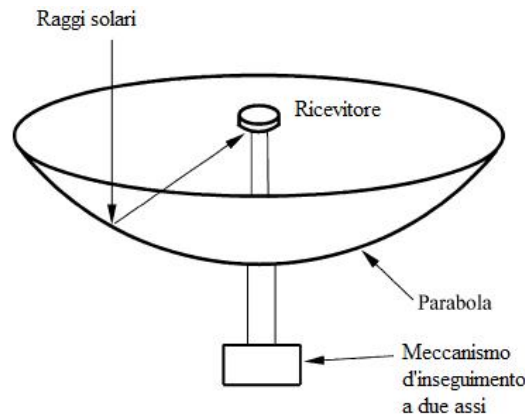


Figura 2.7: Schema di un collettore a disco parabolico

Ogni collettore è un sistema modulare che può funzionare in maniera indipendente o come parte di un sistema a più collettori. L'energia termica ad alta temperatura viene normalmente trasferita ad un fluido termovettore di solito utilizzato come fluido di lavoro per un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia meccanica o elettrica; la necessità di far circolare il fluido vettore in tutto il campo di collettori solleva problemi di progettazione, come il layout delle tubazioni, dei sistemi di pompaggio ed il calcolo delle perdite di carico e termiche. La forma ideale del concentratore è un paraboloide di rivoluzione; alcuni concentratori approssimano tale forma geometrica utilizzando un insieme di specchi con profilo sferico montati su una struttura di supporto. Il progetto ottico di questo componente e l'accuratezza nella sua realizzazione determinano il fattore di intercettazione, definito come la frazione del flusso solare riflesso che passa attraverso la finestra di ingresso del ricevitore (generalmente superiore al 95%), ed il fattore di concentrazione della radiazione solare, definito in precedenza. Il ricevitore, che è l'elemento tecnologicamente più avanzato, assorbe l'energia della radiazione riflessa dal concentratore e la trasferisce al fluido di lavoro; la superficie assorbente è generalmente posizionata dietro il fuoco del concentratore per limitare l'intensità del flusso termico solare incidente a valori dell'ordine di 75 W/cm^2 . Applicazioni industriali di questo sistema forniscono valori del fattore di concentrazione superiori a 2'000; con

tali valori si possono ottenere temperature di funzionamento molto alte e rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica anche oltre il 30 %, i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti. Il motore utilizzato in questi sistemi converte l'energia solare in lavoro, come nei convenzionali motori a combustione interna o esterna, ed il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina, o un pistone, per produrre energia meccanica, che può essere utilizzata direttamente dall'utenza o trasformata in energia elettrica mediante un alternatore.

2.2.5 Impianto a Torre

Il sistema a torre con ricevitore centrale utilizza pannelli riflettenti piani (eliostati) che inseguono il Sole con un movimento di rotazione su due assi, concentrando la luce solare verso un unico ricevitore; quest'ultimo è montato sulla sommità di una torre ed al suo interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione dell'energia solare:

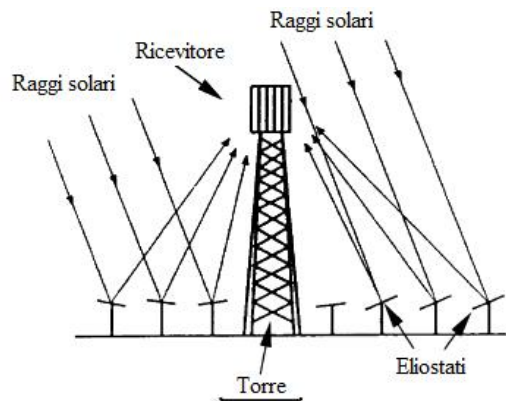


Figura 2.8: [Impianto a torre solare](#)

L'energia termica, che così si rende disponibile, può essere sfruttata in vari processi, in particolare per la produzione di energia elettrica. Il principio di funzionamento è analogo a quello del sistema a disco parabolico, con il concentratore costituito però da un elevato numero di eliostati, che vengono formate una superficie di raccolta, o captante, che può arrivare a centinaia di migliaia di m^2 ; il tutto con un notevole risparmio globale dovuto all'economia di scala. I raggi solari che colpiscono ciascun eliostato vengono riflessi su un punto unico, fisso nel tempo, che funge da punto focale, la cui altezza, rispetto al suolo, cresce all'aumentare dell'estensione del campo solare, e può superare anche il centinaio di metri. Gli eliostati sono dislocati in modo da

circondare completamente la torre oppure sono posti a emiciclo verso nord, e tra loro distanziati per evitare fenomeni di ombreggiamento, così che la loro distanza aumenta allontanandosi dalla torre. La superficie captante di ciascun eliostato varia da circa 40 a 170 m^2 ; come materiale riflettente si utilizzano normalmente specchi di vetro, anche sono stati sperimentati materiali alternativi quali membrane riflettenti o fogli metallici. Il fattore di concentrazione di questi impianti risulta elevato (superiore a 700 sino a 1500) e permette al fluido termovettore di raggiungere alte temperature di esercizio (maggiori di 500 °C), con conseguenti alti rendimenti di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica, mediante un tradizionale ciclo termodinamico acqua-vapore. Questi impianti a concentrazione hanno la possibilità di alimentare un sistema di accumulo termico per coprire in modo più soddisfacente la domanda di energia dall'utenza. Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica: acqua, aria, sodio e sali fusi. Finora, il fluido più adatto per questa tecnologia è risultato essere una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio; la scelta dei sali fusi è dovuta principalmente al buon coefficiente di scambio termico, alla elevata capacità termica, alla bassa tensione di vapore, alla buona stabilità chimica nonché al basso costo. Tali sali consentono di raggiungere alte temperature di esercizio (fino a 600 °C) e possono essere utilizzati direttamente per l'accumulo dell'energia termica in serbatoi compatti ed a pressione atmosferica, senza l'utilizzo di scambiatori di calore aggiuntivi. La radiazione solare è concentrata dagli eliostati su un singolo modulo ricevitore dove, tramite un concentratore secondario, subisce un'ulteriore concentrazione fino a raggiungere un fattore complessivo di circa 2000. L'assorbitore è costituito da una struttura porosa metallica o ceramica, ed in presenza di radiazione, raggiunge temperature operative tra 800°C e 1200°C; la presenza di un singolo modulo assorbitore permette di minimizzare le esigenze di trasporto e quindi le perdite termiche del fluido termovettore.

2.3 Limite Teorico Di Concentrazione

Come già accennato, la concentrazione della radiazione solare è indispensabile quando viene richiesta energia termica a temperatura maggiore di quella che può essere raggiunta con l'impiego di una superficie piana per la sua raccolta e conversione (collettore piano); per ottenerla si utilizza un opportuno sistema ottico (il concentratore) che raccoglie e invia la radiazione su un componente (il ricevitore), dove essa viene trasformata in energia termica ad alta temperatura. La raccolta della radiazione diretta comporta, nella maggior parte dei casi, che il concentratore venga movimentato durante la giornata per inseguire il percorso del Sole nella volta celeste. Al fine di raggiungere alte temperature è necessario aumentare il flusso termico solare sul ricevitore, che quindi deve avere una superficie inferiore a quella di raccolta del concentratore; il parametro che quantifica tale caratteristica è il, già citato, fattore di concentrazione C . Per una corretta valutazione del **limite teorico di concentrazione** è necessario fare meno dell'ipotesi che il Sole sia una sorgente puntiforme di energia e valutare quest'ultimo come effettivamente appare nel cielo, ovvero una sfera di raggio R ; quindi il Sole appare, ad un osservatore posto sulla terra o ad un qualsiasi collettore, entro un cono di vista il cui angolo di semi-apertura è Θ , che è anche l'angolo di semi-apertura del collettore che permette la massima concentrazione. Il minimo angolo di accettazione Θ che consente di inviare al ricevitore tutti i raggi provenienti dal disco solare può essere calcolato in base a considerazioni geometriche. Il Sole ha un diametro di circa $2 \cdot R = 1.4 \cdot 10^6 \text{ km}$ mentre la distanza media tra il Sole e la Terra è di circa $D = 150 \cdot 10^6 \text{ km}$, dunque, facendo riferimento alla figura 2.9, i raggi solari giungono sulla Terra con una divergenza proporzionale a:

$$\text{sen}(\Theta) = \frac{R}{D} \quad (2.2)$$

E, sostituendo si ottiene un angolo di divergenza pari a 0.27° .

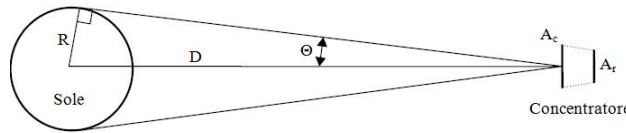


Figura 2.9: Angolo di divergenza solare

Se sia il Sole che come il ricevitore possono essere considerati corpi neri alle rispettive temperature T_s & T_r , l'ammontare di energia emessa dal sole è data da:

$$Q_s = (4\pi R^2)\sigma T_s^4 \quad (2.3)$$

in cui la frazione intercettata dal collettore vale:

$$F^{s-r} = \frac{A_c}{4\pi D^2} \quad (2.4)$$

Il fattore di vista tra una superficie i e una superficie j , è la frazione di energia emessa da i che incide direttamente su j . Esso è una grandezza puramente geometrica e dipende solo dalla posizione reciproca delle superfici.

L'energia irradiata dal Sole e concentrata nel collettore è:

$$Q_{s-r} = A_c \cdot \frac{4\pi R^2}{4\pi D^2} \cdot \sigma T_s^4 \quad (2.5)$$

A sua volta il collettore, sotto l'ipotesi di corpo nero a temperatura T_r , irradia una quantità di energia verso il sole data da:

$$Q_{r-s} = F_{r-s}\sigma T_r^4 \quad (2.6)$$

sotto questa ipotesi la temperatura massima del ricevitore risulta pari a quella del Sole. In accordo con la seconda legge della termodinamica, ciò è vero se $Q_{r-s} = Q_{s-r}$; quindi dalle (2.5) e dalle (2.6) si può ricavare:

$$\frac{A_c}{A_r} = \frac{D^2}{R^2} F_{r-s} \quad (2.7)$$

Poichè il valore del massimo fattore di vista è uguale a 1, ricordando la (2.2) si ottiene il massimo fattore di concentrazione, per un sistema bidimensionale che preveda un ricevitore di tipo lineare:

$$C_{2d,teorico} = \frac{1}{\sin(\Theta_c)} \quad (2.8)$$

mentre per un ricevitore a tre dimensioni di tipo puntuale (come la torre solare o il disco parabolico) si ha:

$$C_{3d,teorico} = \frac{1}{\sin^2(\Theta_c)} \quad (2.9)$$

In base alle relazioni precedenti, inserendo l'angolo di divergenza solare Θ nell'equazione (2.8), il fattore di concentrazione massimo per i sistemi a due dimensioni è di circa $C = 215$, mentre per i sistemi a tre dimensioni (eq. 2.9) arriva a un valore di oltre 45'000. In pratica, però, i fattori di concentrazione dei sistemi reali risultano assai inferiori a causa di una serie di limitazioni tecnologiche. La presenza di errori nell'inseguimento del Sole e di imprecisioni nella forma del concentratore e nel posizionamento del ricevitore impone angoli di accettazione sensibilmente maggiori della divergenza solare; inoltre, la scelta della soluzione costruttiva del ricevitore e del concentratore comporta un'ulteriore riduzione del fattore di 2-4 volte rispetto al valore teorico. Il fattore di concentrazione effettivo che si vuole conseguire in un impianto solare una volta stabilita la sua tipologia implica dunque un compromesso tra prestazioni ottiche e termiche. Il ricevitore, infatti, deve essere scelto quanto più piccolo possibile per limitare le perdite termiche, ma un aumento delle sue dimensioni consente la raccolta di tutti i raggi solari anche in presenza di imperfezioni nel concentratore. Nel caso del collettore parabolico lineare, di cui la figura (2.10) mostra la sua sezione con un piano perpendicolare all'asse focale, la superficie riflettente del concentratore ha l'andamento di una parabola di equazione: $y = x^2/4f$ e la radiazione viene focalizzata su un ricevitore cilindrico di raggio r posizionato sulla linea focale a una distanza f dal vertice della parabola.

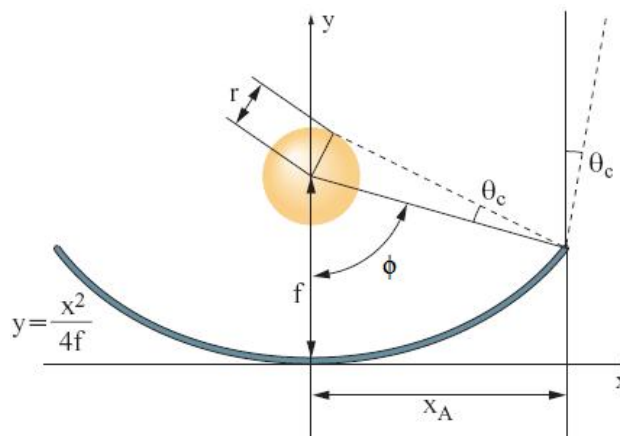


Figura 2.10: Sezione trasversale di un collettore parabolico lineare

Se il raggio con la massima divergenza accettata dal sistema (linea tratteggiata nella 2.10) deve raggiungere il ricevitore, il fattore di concentrazione che si ottiene in questa configurazione è:

$$C_{2d,parabola} = \frac{2x_a}{2\pi r} = \frac{\sin(\phi)}{\pi} \cdot C_{2d,teorico} \quad (2.10)$$

dove è ϕ il semiangolo di vista della parabola dal suo fuoco e $2x_a$ è l'apertura del collettore. Dalla relazione (2.10) si vede che in questo semplice sistema il fattore di concentrazione massimo, che si ha per $\phi = 90^\circ$, non può superare il valore di circa 70, anche senza prendere in considerazione angoli di accettazione maggiori della divergenza solare e ulteriori fonti di errore. Tenendo conto degli effettivi angoli di accettazione, degli errori di inseguimento, delle tolleranze nella realizzazione delle superfici riflettenti e di altre imprecisioni, i fattori di concentrazione nei sistemi reali a 2D non superano il valore di 50. Vi è comunque una classe di sistemi a concentrazione che riesce quasi a raggiungere il limite teorico: tali sistemi, come già definito precedentemente, sono detti senza immagine o non imaging in quanto, non mantenendo la direzione reciproca dei singoli raggi, non ricostruiscono fedelmente l'immagine del disco solare. All'interno del ricevitore la radiazione solare concentrata viene trasformata in energia termica a temperatura tanto più elevata quanto maggiore è il fattore di concentrazione effettivo; per stimare in maniera qualitativa la dipendenza della temperatura da questo fattore, si può considerare il bilancio energetico semplificato di un sistema a concentrazione.

La prima componente del bilancio è costituita dalla potenza radiante emessa dal Sole, la quale per la legge di Stefan-Boltzmann è proporzionale alla quarta potenza della sua temperatura termodinamica. Solo una frazione di questa potenza, proporzionale al quadrato del seno dell'angolo di divergenza solare, raggiunge il suolo terrestre. La potenza radiante incidente ϕ_i sulla superficie captante A_c risulta quindi proporzionale a:

$$\phi_i \propto A_c \sin^2(\Theta) T_s^4 \quad (2.11)$$

Dove T_s è la temperatura del sole pari a circa 6000K. La potenza perduta dal ricevitore costituisce la seconda componente del bilancio, che nell'ipotesi di considerare solo perdite di tipo radiativo, è proporzionale a:

$$\phi_r \propto A_r T_r^4 \quad (2.12)$$

avendo indicato con gli indici r rispettivamente l'area del ricevitore e la sua

temperatura termodinamica.

Nell'ipotesi che anche la potenza utile sia una funzione di quella incidente, il bilancio del ricevitore può essere scritto in questo modo:

$$\phi_i = \phi_u + \phi_r = \phi_i + \phi_r \quad (2.13)$$

e quindi dalle relazioni precedenti e ricordando la 2.1, la temperatura operativa del ricevitore risulta pari a:

$$T_r \propto T_s[(1-C)^{1/4}] \quad (2.14)$$

Nel grafico della figura sottostante è riportato l'andamento della temperatura operativa massima del ricevitore ottenuto mediante la relazione appena citata utilizzando valori usuali per i parametri che compaiono nella costante di proporzionalità e per l'efficienza di ciascun sistema a concentrazione.

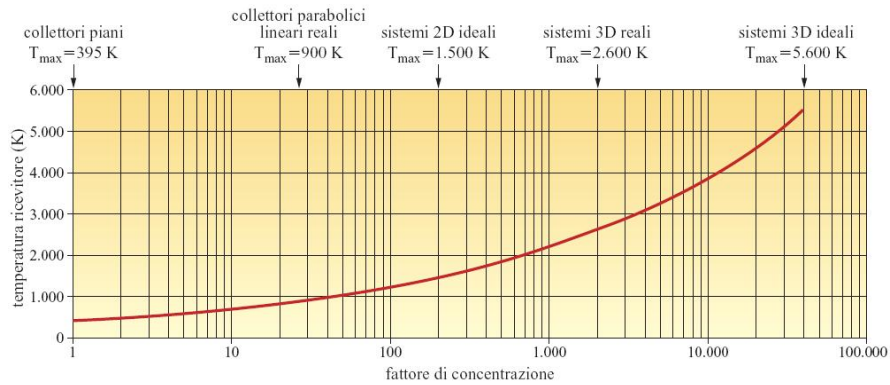


Figura 2.11: Temperatura di funzionamento in base al grado di concentrazione

2.4 Analisi del Collettore Parabolico Composto

L'impianto oggetto di studio, utilizza dei collettori parabolici composti ad un grado di concentrazione di 1.25; tali collettori sono stati modellizzati e analizzati valutandone perdite ed efficienze per poi confrontare il risultato numerico con quello sperimentale.

2.4.1 Analisi del Rendimento

In linea generale per l'analisi dell'efficienza di un collettore, è necessario conoscere il bilancio energetico, che a livello analitico si può scrivere come segue:

$$I_C \cdot \eta_0 \cdot F_r = q_{out} + q_p \quad (2.15)$$

I termini di questa espressione sono spiegati di seguito:

- **I = radiazione incidente sul collettore $[W/m^2]$**

Tali valori si possono ricavare da cataloghi o normative; RetScreen, ad esempio fornisce il valore della radiazione media giornaliera per un dato luogo: prendiamo, come lo faremo per tutto l'impianto, come luogo la città di Lucca.

- $A_C = \text{superficie captante } [m^2]$

Si fa riferimento alla superficie di raccolta dei raggi solari, ovvero per i pannelli piani la superficie stessa del pannello, mentre per i collettori a concentrazione si intende la superficie di ingresso per i raggi solari nel concentratore.

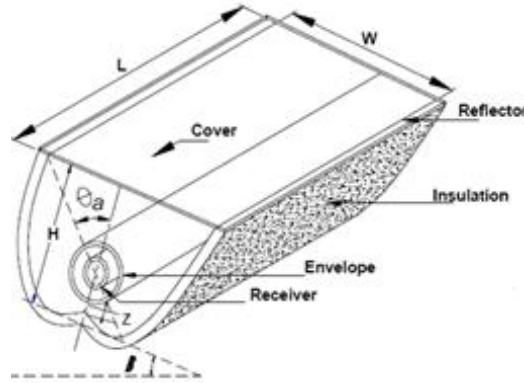


Figura 2.12: Superficie captante in un parabolico composto $A_C = l \cdot W$

- $\eta_0 = \text{rendimento ottico del collettore}$

Il rendimento ottico del collettore dipende dai coefficienti di trasmissione ed assorbimento delle superfici trasparenti e riflettenti, tali fattori dipendono sia dalla qualità del materiale, sia dalla precisione dimensionale con cui vengono costruiti e montati.

- $F_r = \text{coefficiente di rimozione termica}$

il coefficiente di rimozione del calore quantifica la perdita dovuta allo scambio non ottimale di calore, poiché esso non avviene a temperatura costante; infatti, il fluido vettore che scorre nel ricevitore, assorbendo il calore da quest'ultimo, si riscalda lungo il percorso ed aumenta la propria temperatura. Tale fattore può così essere definito:

$$F_r = \frac{\text{calore scambiato in assenza di equilibrio termico}}{\text{calore scambiato a temperatura costante}} \quad (2.16)$$

- q_{out} = **quantità di calore trasferita al fluido [W]**

Tale quantità, note le caratteristiche termodinamiche del fluido di processo è definita come:

$$q_{out} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_f - T_i) \quad (2.17)$$

- q_p = **calore disperso nell'ambiente [W]**

Tali perdite verranno analizzate in maniera dettagliata.

2.4.2 Le Perdite in un CPC

La quantità di calore dispersa nell'ambiente dal collettore è dovuta a perdite radiative, convettive e conduttive; l'entità di tali perdite dipende fondamentalmente dal salto termico tra l'ambiente esterno ed il ricevitore riscaldato ad alte temperature. Risulta evidente come la diminuzione di tali indici di perdita sia un fattore principale nel dimensionamento e nella scelta di ogni collettore, e come un'ottima coibentazione aumenti l'energia utile e quindi il rendimento, a fronte di un costo per l'isolamento maggiore. Il collettore in studio non considera le perdite convettive tra il ricevitore e l'ambiente esterno in quanto la presenza dei tubi sottovuoto elimina tale fattore.

Le perdite **conduttive** e un'eventuale aliquota di perdite **convettive** vengono valutate con la seguente formula:

$$q_{con} = U_L \cdot \frac{A_C}{C} \cdot (T_r - T_a) \quad (2.18)$$

Dove, oltre ai fattori noti spunta U_L che è il coefficiente di perdita globale del collettore [W/m^2K].

Analizzando la formula precedente si evince chiaramente il vantaggio dovuto ad un elevato grado di concentrazione; infatti, mentre per un pannello piano ($C = 1$) la superficie di apertura corrisponde alla superficie riscaldata del ricevitore, per un pannello a concentrazione ($C > 1$) essa è solo una frazione, inversamente proporzionale al grado di concentrazione, della superficie captante. L'entità delle perdite è proporzionale alla superficie ad alta temperatura del ricevitore, che per i pannelli a concentrazione risulta essere solo una piccola frazione della superficie captante.

La perdita **Radiativa** è dovuta all'ambiente che trovandosi a temperatura inferiore rispetto a quella del ricevitore, causa uno scambio di calore per irraggiamento, quantificabile come segue:

$$q_{rad} = \sigma \cdot \epsilon \cdot \frac{A_C}{C} \cdot (T_r^4 - T_a^4) \quad (2.19)$$

ϵ è il coefficiente di emissione: esso dà una misura della capacità di un materiale di irraggiare energia, cioè la frazione di energia irraggiata da quel materiale rispetto all'energia irraggiata da un corpo nero che sia alla stessa temperatura. Per il caso in esame, in similitudine con impianti già esistenti che usano la tecnologia del sottovuoto, prendiamo il valore indicativo di $\epsilon = 0.1$

Le perdite totali quindi dalla somma delle singole perdite:

$$q_p = q_{con} + q_{rad} \quad (2.20)$$

2.4.3 Valutazione Analitica del Rendimento

Sostituendo quanto ricavato nelle 2.18 e 2.19, uniamo tutto nella relazione 2.15:

$$q_{out} = I \cdot A_C \cdot \eta_0 \cdot F_r - U_L \cdot \frac{A_C}{C} \cdot (T_r - T_a) - \sigma \cdot \epsilon \cdot \frac{A_C}{C} \cdot (T_r^4 - T_a^4) \quad (2.21)$$

Il rendimento del collettore è definito come:

$$\eta = \frac{q_{out}}{I \cdot A_C} \quad (2.22)$$

E quindi anche basandoci sulla definizione del coefficiente di rimozione termica otteniamo dalla 2.21:

$$\eta = F_r \cdot \left\{ \eta_0 - \frac{1}{C \cdot I} [U_L(T_r - T_a) + \sigma \cdot \epsilon \cdot (T_r^4 - T_a^4)] \right\} \quad (2.23)$$

Le case costruttrici dei collettori solari forniscono un diagramma chiamato **curva di efficienza istantanea**, visibile in figura 2.13, attraverso il quale è possibile calcolare direttamente l'efficienza del sistema captante avendo come dati di ingresso le condizioni esterne e quelle operative; in ordinata vi è il rendimento totale del collettore e in ascissa la differenza di temperatura tra il fluido di lavoro e l'ambiente normalizzata rispetto alla radiazione ricevuta dal collettore:

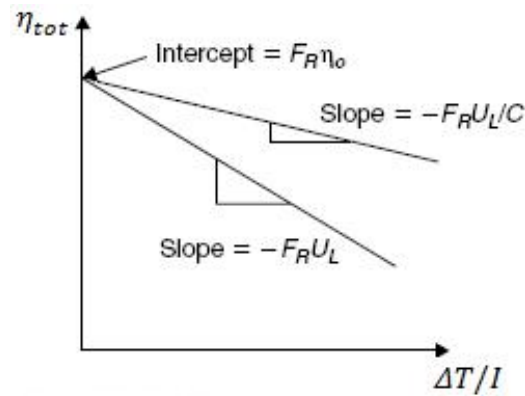


Figura 2.13: Curva di efficienza istantanea

Quanto la differenza tra temperatura del ricevitore e quella dell'ambiente è nulla, il rendimento è essenzialmente funzione del rendimento ottico in quanto il coefficiente di rimozione termica è unitario poiché siamo all'equilibrio termico, mentre al crescere della differenza di temperatura si ha una diminuzione inversamente proporzionale al grado di concentrazione. Per diversi gradi di concentrazione il rendimento varia:

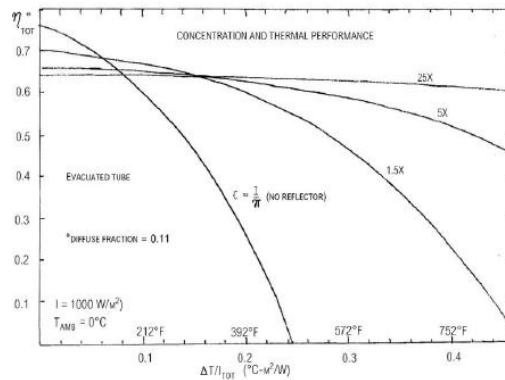


Figura 2.14: Curva di efficienza per differenti gradi di concentrazione

2.4.4 La Temperatura di Stagnazione

Un'ultima valutazione deve essere svolta riguardo al rendimento, ossia la valutazione della temperatura di stagnazione: la temperatura del ricevitore che annulla il rendimento totale del collettore fissata una certa temperatura ambiente. La condizione di stagnazione generalmente si verifica quando, durante l'arco della giornata, il collettore concentra i raggi solari sul ricevitore ma nessun fluido attraversa quest'ultimo (es. tale situazione può avvenire in caso di guasto della pompa di alimentazione o intasamenti nel circuito del fluido termovettore); in ogni caso, in assenza di calore asportato dal fluido vettore, la temperatura del ricevitore crescerà rapidamente fino a quando all'aumento della temperatura seguirà l'incremento delle perdite termiche. All'equilibrio nella condizione di stagnazione, tutta l'energia concentrata nel ricevitore, fattore a sinistra dell'equazione, viene dissipata dalle perdite termiche. All'equilibrio nella condizione di stagnazione, tutta l'energia concentrata nel ricevitore, fattore a sinistra nell'equazione 2.24, viene dissipata dalle perdite termiche, fattore a destra dell'equazione, secondo la seguente relazione:

$$A \cdot I \cdot \eta_0 = U_L \frac{A_C}{C} (T_{stg} - T_a) + \sigma \cdot \epsilon \cdot \frac{A_C}{C} (T_{stg}^4 - T_a^4) \quad (2.24)$$

La valutazione della temperatura di stagnazione può essere un fattore principale di scelta e di progetto, poiché tale valore quantifica la temperatura massima a cui può trovarsi il ricevitore per una data radiazione solare incidente I ; tale temperatura può rappresentare un rischio per l'integrità dei materiali che compongono il ricevitore o la tenuta del vuoto nello stesso. Inoltre, il raggiungimento di una temperatura di stagnazione molto elevata rispetto al valore della temperatura nominale di funzionamento, causerebbe, oltre che uno spreco energetico, un aumento dei problemi di affidabilità, in quanto sarebbe necessario introdurre sistemi ausiliari che, in caso di guasto del circuito del fluido vettore, provvedano al raffreddamento del ricevitore (es. l'utilizzo di pompe di alimentazione del fluido vettore ridondanti) o la scelta di tubi sottovuoto sovradimensionati, che possano resistere a temperature più elevate; in ogni caso, sarebbe necessario un maggiore costo di impianto, dovuto a componenti aggiuntivi nel primo caso, o a materiali e processi costruttivi più raffinati nel secondo.

2.4.5 Geometria del CPC

Dai grafici analizzati nella sezione precedente risulta evidente che la soluzione a collettore piano (concentrazione unitaria) presenta il minor rendimento totale: ciò è dovuto all'alta superficie disperdente che, in mancanza di un

valore di concentrazione elevato, fa disperdere grandi quantità di energia termica. La soluzione ad elevata concentrazione con inseguimento rappresenta una buona alternativa in quanto l'energia captata aumenta. Tuttavia, tale sistema porta con sé svariate complicazioni di carattere strutturale ed impiantistico; infatti, il sistema di inseguimento deve essere abbastanza preciso da mantenere nel fuoco il ricevitore durante il proprio moto, anche se soggetto ad effetti dinamici dovuti al vento, neve o qualsiasi altro evento esterno. La struttura di sostegno caratteristica di questi sistemi deve sostenere e muovere rigidamente il collettore e necessita quindi di strutture complesse e pesanti che non si adattano alla superficie del tetto dello stabilimento non appositamente costruita per tale scopo; solitamente questi sistemi sono posti a terra e su grandi superfici di raccolta, poiché, come vediamo dalla valutazione della temperatura di stagnazione, le temperature massime di esercizio vanno ben oltre il caso preso in esame di acqua a 120°C e si adattano solo a centrali di potenza con accumulo di calore (non richiesto in questa applicazione) e l'utilizzo di fluidi vettori come oli diatermici o sali fusi.

La maggiore complessità della struttura ed il conseguente maggiore cos-

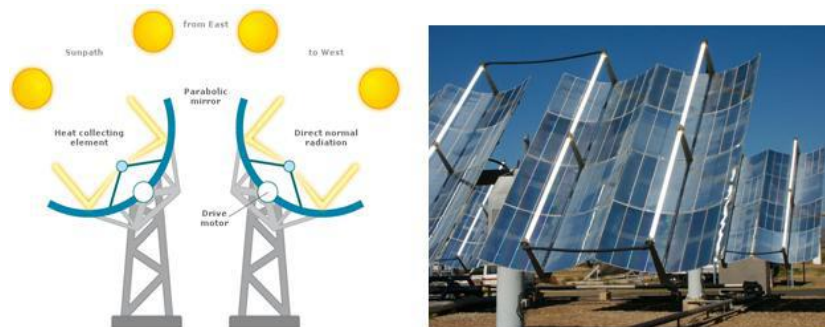


Figura 2.15: Sistema di movimentazione di un collettore parabolico lineare

to di impianto, unito ad temperature di stagnazione elevate che potrebbero danneggiare il tubo ricevitore sottovuoto o richiedere strumenti di alta affidabilità per evitare la condizione di stagnazione (come la necessità di pompe di alimentazione del fluido vettore in parallelo o tubi ricevitori speciali per applicazioni ad alta temperatura e quindi costosi), fanno propendere verso la versatile soluzione a parabole composte. Tale soluzione fornisce un buon grado di concentrazione a temperature di funzionamento comunque contenute:

I collettori parabolici composti, scelti per l'applicazione in esame, sono una tipologia di collettori innovativi che sfruttano a pieno le capacità di concentrazione dei raggi solari. In particolare, verrà di seguito approfondita la soluzione costruttiva del sistema bidimensionale, che prevede un ricevitore di

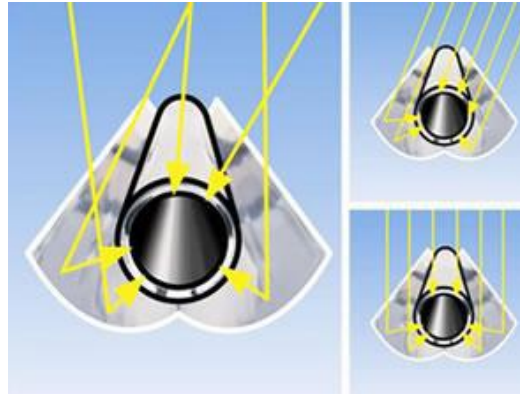


Figura 2.16: Collettore a Parabole Composte

tipo lineare come è possibile apprezzare in figura 2.12.

Il sistema viene definito bidimensionale perché la struttura principale del collettore è ottenuta per semplice estrusione del profilo parabolico composto, che è ottenibile sezionando il medesimo con un piano perpendicolare all'asse del tubo ricevitore:

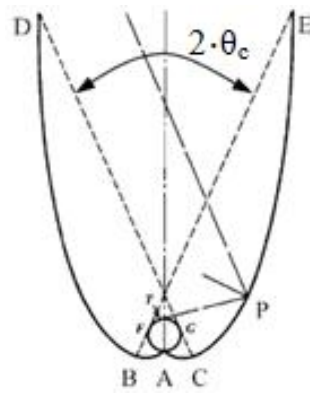


Figura 2.17: Sezione Trasversale di un Collettore Parabolico Composto

Ovviamente l'area di ingresso del ricevitore è data dal segmento \overline{AB} moltiplicato per la lunghezza assiale \overline{L} ⁷. Nei paragrafi seguenti, si farà sempre riferimento all'apertura come la distanza lineare tra le estremità del collettore (ovvero il segmento \overline{DE}), e all'area del ricevitore come la lunghezza della circonferenza del tubo ricevitore di raggio r , dando per scontato che queste sono moltiplicate per la profondità del ricevitore \overline{L} .

⁷tale lunghezza è visibile nella figura 2.12

L'area del ricevitore vale:

$$A_r = 2\pi \cdot r \quad (2.25)$$

Mentre si ricorda che per sistemi bidimensionali vale la relazione:

$$C = \frac{A_C}{A_r} = \frac{1}{\sin(\Theta_c)} \quad (2.26)$$

Tali sistemi di concentrazione, non mantenendo la direzione reciproca dei singoli raggi, non sono in grado di ricostruire fedelmente l'immagine del disco solare (per questo sono chiamati **senza immagini**), pur riuscendo a riflettere la totalità dei raggi solari, che risultano incidenti sulla superficie di apertura del collettore ed entro un certo angolo di accettazione, sul ricevitore.

L'elevato grado di concentrazione è dovuto alla particolare geometria del collettore, che è formato da due parabole contrapposte ad assi incidenti.

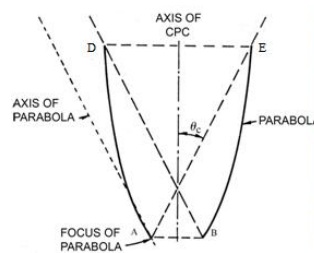


Figura 2.18: Geometria di un CPC

La parabola che compone la metà a destra del collettore ha il suo asse di simmetria inclinato con un angolo Θ_c rispetto all'asse verticale, ed il suo fuoco, posizionato nel punto A, coincide sia con l'estremità del ricevitore AB, che con il punto di inizio della seconda parabola, che compone la parte restante del collettore; tracciata la parallela all'asse della parabola passante per il punto B, che si ricorda essere il punto focale della parabola a sinistra dell'asse del collettore, è possibile trovare il punto di incontro D tra tale asse e la parabola di sinistra, che definisce l'altezza pienamente sviluppata del ricevitore. Tutti i raggi solari compresi dentro l'angolo di apertura del collettore, data la particolare geometria delle parabole di cui si è composto, viene riflessa sul ricevitore poiché quest'ultimo si estende tra i due fuochi delle parabole.

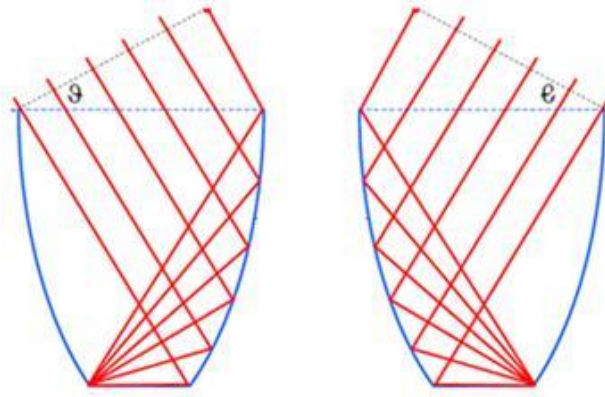


Figura 2.19: Traiettorie dei raggi solari ai limiti dell'angolo di accettazione

Definiti quindi il grado di concentrazione e la superficie del ricevitore, si può procedere alla determinazione della geometria del CPC. Nel nostro caso, abbiamo a che fare con un collettore a **ricevitore tubolare**: il profilo geometrico che si può ottenere è ricavabile dal seguente procedimento: Consideriamo innanzitutto la figura successiva e il sistema di coordinate segnalato:

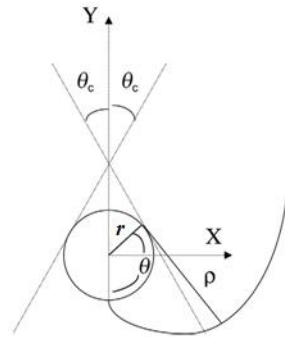


Figura 2.20: Dimensionamento del Collettore Parabolico Composto a Ricevitore Tubolare

Il sistema di riferimento è centrato nel tubo di raggio r ; si prenda come riferimento l'angolo θ^8 , si tracci per ogni punto la tangente al cerchio di lunghezza ρ : come è possibile notare si tratta di un'evolvente in cui la retta ruota senza strisciare sul cerchio, disegnando il profilo desiderato.

⁸nulla nella posizione inferiore del tubo e crescente in senso antiorario

La lunghezza di tale curva è funzione dell'angolo parametrico θ secondo le seguenti leggi:

$$\rho = r \cdot \theta \quad \text{se } 0 \leq \theta \leq \theta_c + \frac{\pi}{2} \quad (2.27)$$

$$\rho = r \cdot \frac{\theta + \theta_c + \frac{\pi}{2} - \cos(\theta - \theta_c)}{1 + \sin(\theta - \theta_c)} \quad \text{se } \theta_c + \frac{\pi}{2} < \theta \leq \frac{3}{2}\pi - \theta_c \quad (2.28)$$

Nel sistema di riferimento le coordinate del profilo sono:

$$x = r \cdot \sin(\theta) - \rho \cdot \cos(\theta) \quad (2.29)$$

$$y = -r \cdot \cos(\theta) - \rho \cdot \sin(\theta) \quad (2.30)$$

Le coordinate espresse permettono di ottenere metà del collettore, l'altra metà è ottenuta per simmetria; si osserva che la parte propriamente parabolica è espressa dalla 2.28, mentre la 2.27 descrive un'evolvente di cerchio, con l'importante funzione di collegare il fondo del collettore con il ricevitore, evitando che alcuni raggi solari riflessi possano passare nello spazio compreso tra il fondo ed il ricevitore senza essere concentrati su quest'ultimo.

2.4.6 Orientazione dei CPC

La determinazione del fattore di concentrazione determina anche la determinazione dell'angolo minimo di accettazione Θ_c : tale angolo quantifica la porzione di cielo entro la quale raggi solari vengono riflessi sul ricevitore: una prima parte, compresa tra l'asse del ricevitore ed una estremità della parabola con un'apertura Θ_c , ed una seconda simmetrica alla prima rispetto all'asse per un ulteriore angolo Θ_c , in modo tale che l'apertura totale sia data dall'angolo di accettazione di valore $2 \cdot \Theta_c$:

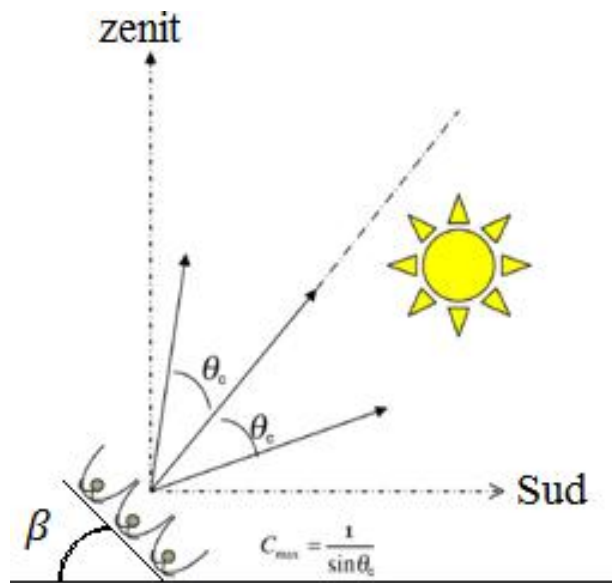


Figura 2.21: Angolo di accettazione di un CPC

Inoltre l'angolo di accettazione introduce due angoli caratteristici del pannello, rispettivamente α_{min} e α_{max} : il primo definisce l'angolo di alba del collettore ed è definito come $\alpha_{min} = 90 - \Theta_c - \beta$, mentre il secondo individua l'angolo massimo con cui il collettore è in grado di captare radiazione ed è definito: $\alpha_{max} = 90 + \Theta_c - \beta$. In entrambi i casi β indica l'angolo di tilt del pannello.

E' chiaro che, come per i collettori piani, anche i CPC vadano orientati verso l'equatore (che coincide con il sud per l'emisfero boreale) con l'asse lungo la direttrice E-O, ed inclinati con un angolo di tilt opportuno rispetto al suolo. Per determinare l'angolo di inclinazione ottimale, è necessario valutare le traiettorie solari alla latitudine del luogo preposto all'installazione: l'installazione con asse verticale sarebbe ottimale se quest'ultimo dovesse essere posizionato all'equatore, in quanto, il sole si troverebbe spesso, nelle sue

traiettorie, allo zenit; questo discorso cade alle nostre latitudini (43°) perchè gli azimut sono molto variabili durante l'anno, sorgendo con un angolo di altezza solare nullo fino ad un massimo di 70° . Risulta quindi evidente che se volessimo captare i raggi solari per tutto l'anno dovremmo avere un angolo di semiapertura pari a $\Theta_c = \alpha_{solare} e_{max}/2$

2.5 Il Modello Numerico dei CPC

Il modello numerico utilizzato per simulare i collettori CPC, tiene di conto delle capacità termiche dei componenti che lo costituiscono (Tubo in rame, doppio rivestimento in vetro, ricevitore in alluminio e copertura in vetro temprato), dei fattori di vista che ogni componente ha nei confronti dell'altro (si noti che l'alluminio riflettente ha un fattore di autovista) e dei meccanismi di trasmissione del calore quali conduzione e convezione. La radiazione solare incidente, viene letta dal simulatore mediante delle tabelle opportune⁹; come output, oltre al flusso termico utilmente trasferito all'olio, vengono riportate le efficienze:

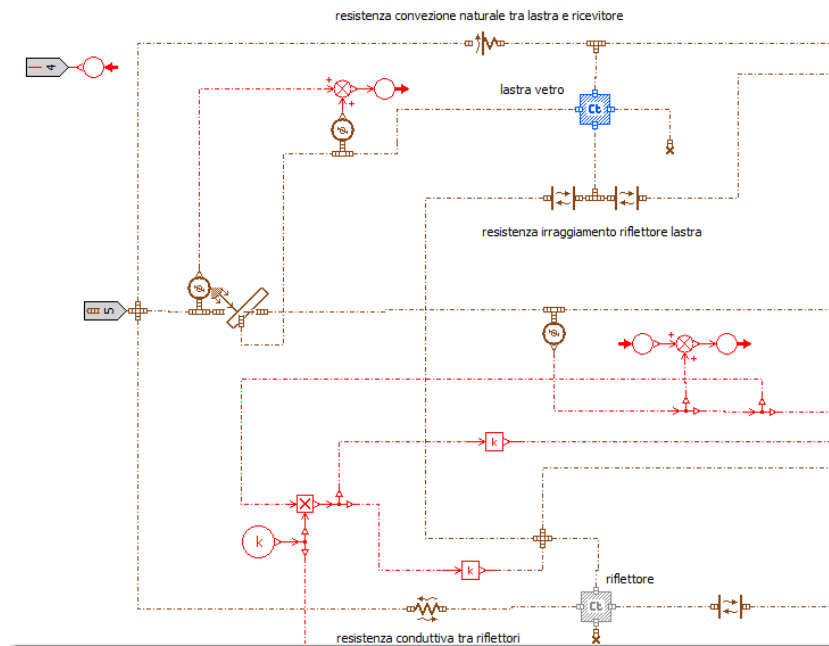


Figura 2.22: Modello del CPC (1)

⁹descritte nella sezione 5.3

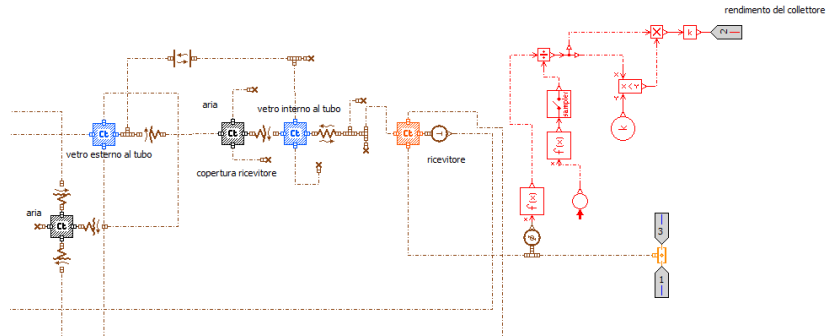


Figura 2.23: Modello del CPC(2)

Per avere un riscontro sul modello, si fa riferimento ad un collettore commerciale marca **Vaillant** modello **Sunerg** con concentrazione **0.85**; la casa costruttrice ha fornito la curva di efficienza in funzione della **temperatura corretta**¹⁰.

Poiché il collettore utilizzato per l'analisi ha una concentrazione di **1.25**, è stato necessario riportare le curve sperimentali alla concentrazione voluta: la curva di efficienza confrontata con quella ottenuta dal modello numerico è riportata di seguito:

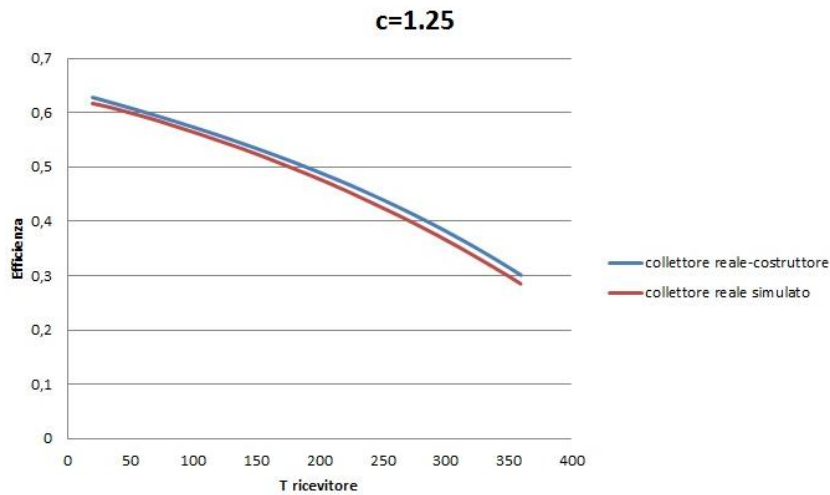


Figura 2.24: Confronto fra l'efficienza di un CPC reale e un CPC simulato con AMESim

¹⁰Definita come $T_c = \frac{T_{ric} - T_{amb}}{I}$

Per validare il modello presentato è stato costruito un CPC con concentrazione 1.25 con il relativo circuito di misura:

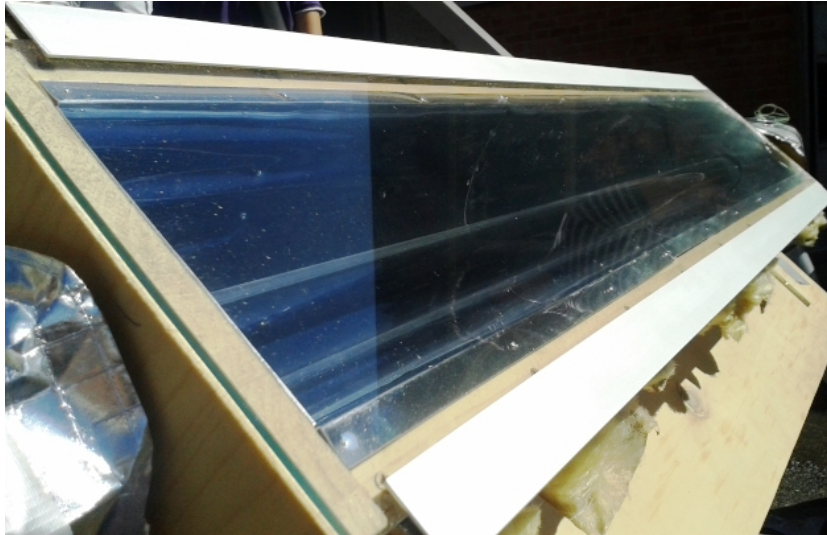


Figura 2.25: Collettore CPC

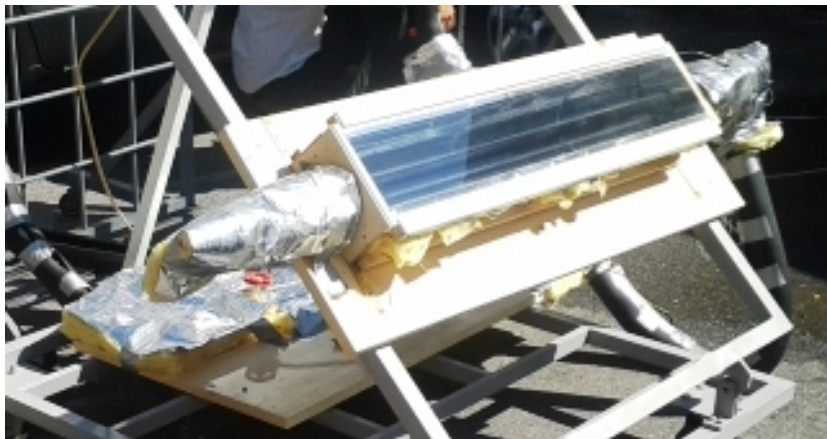


Figura 2.26: Collettore CPC in Funzione

Capitolo 3

L’Impianto ORC

*La scienza naturale non descrive
semplicemente e interpreta la
natura: è una parte
dell’interfaccia fra la natura e
noi stessi*

Werner Heisenberg

Prima di passare allo studio dell’ambiente di simulazione e soprattutto all’analisi dei risultati ottenuti da essa, descriviamo l’impianto nel suo complesso, analizzando i componenti che lo compongono, facendo, dove necessario, un dimensionamento di massima giustificandone quindi le grandezze caratteristiche utilizzate successivamente in ambiente di simulazione.

3.1 Inquadramento Generale

L'impianto oggetto di studio, si propone di captare l'energia solare attraverso dei collettori solari simmetrici (già descritti nel capitolo precedente): in tali collettori, scorre un fluido all'interno di tubi sottovuoto che trasferiscono il calore captato al fluido motore mediante un gruppo di scambiatori di calore. Dal lato del fluido motore, dopo che quest'ultimo ha ricevuto calore dal fluido caldo, si espande in un espansore volumetrico di tipo Wankel: successivamente all'espansione, il fluido attraversa un rigeneratore, un condensatore ad aria per poi essere inviato, prima di entrare nella pompa volumetrica, ad un rigeneratore. Il tipo di ciclo è un Rankine Surriscaldato dove le temperature massime e di evaporazione dipendono dal mese di funzionamento. La discussione dei singoli componenti e la scelta del tipo di fluido utilizzato si rimanda alle parti successive del capitolo; si riporta comunque lo schema semplificativo dell'impianto:

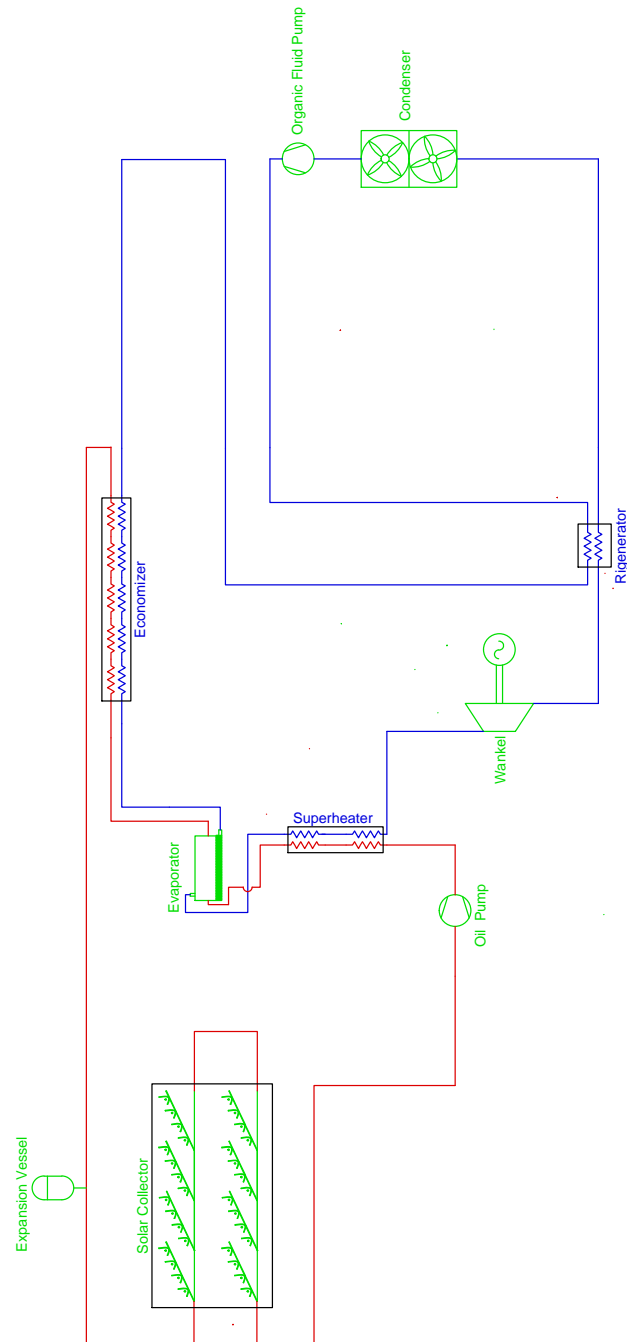


Figura 3.1: Schema Di Principio Impianto

3.2 Circuito dei Collettori

Verranno analizzate in questa sezione le componenti della parte dell'impianto che porta il calore al fluido motore.

3.2.1 Il Fluido

Il fluido utilizzato in questo circuito è OLIO MINERALE DIATERMICO 15W40: ormai abbandonato negli impianti così detti di 2° generazione a causa dei problemi derivanti dall'inquinamento in caso di perdita in ambiente esterno, è stato sostituito dalla tecnologia a sali fusi: tale tecnologia però non si presta per il caso in questione in quanto i sali fusi al di sotto di temperature di 200°C circa solidificano: tale situazione si presenta invece ciclicamente in questo impianto in quanto l'alternanza del giorno e della notte unita alla mancanza di un sistema di accumulo fa scendere la temperatura di quest'ultimo anche a quella ambiente non avendo previsto nessun tipo di sistema di preriscaldamento ausiliario. Inoltre i sali fusi necessitano di un sistema di miscelazione; queste motivazioni portano a concludere che per piccoli impianti, l'olio diatermico sia la soluzione più versatile. Dal database del software utilizzato nella simulazione, ci vengono fornite le curve delle grandezze caratteristiche del fluido, in particolare la densità, la viscosità assoluta, il calore specifico a pressione costante e la conducibilità termica in funzione della temperatura di funzionamento: si riportano nelle figure successive:

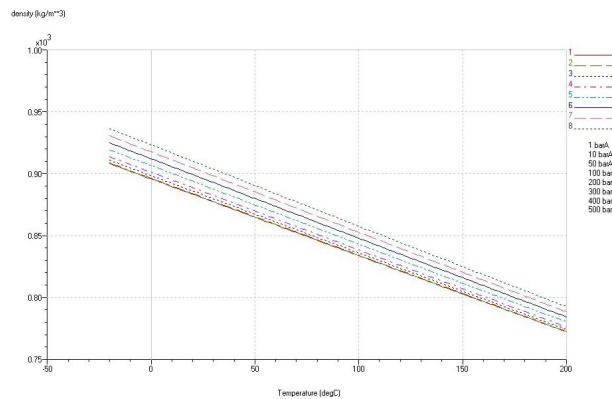


Figura 3.2: Densità Dell'Olio

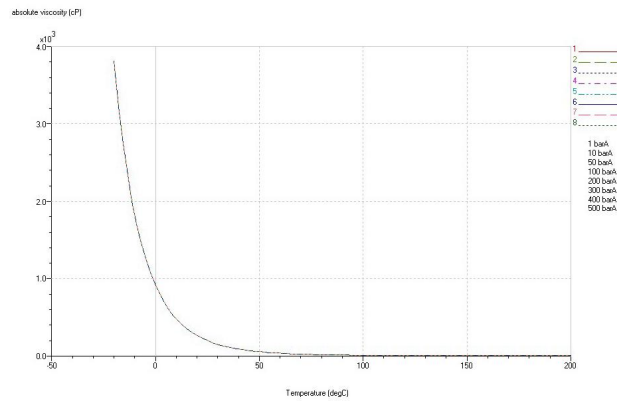


Figura 3.3: Viscosità Dell'Olio

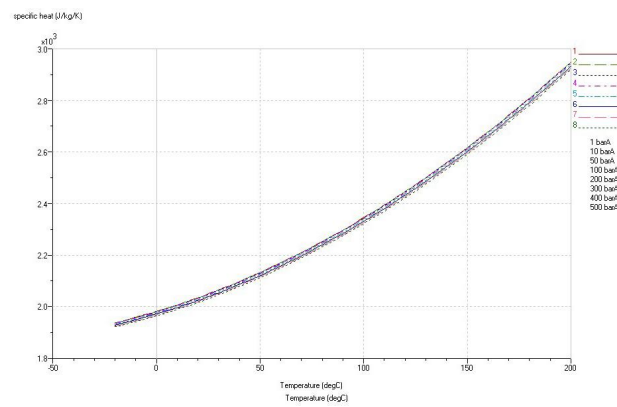


Figura 3.4: Calore Specifico Dell'Olio

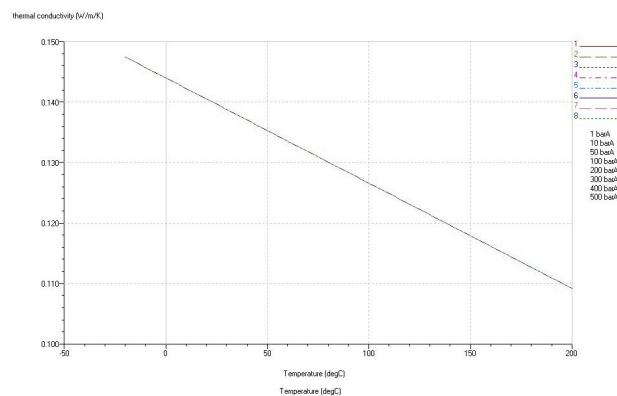


Figura 3.5: Conducibilità Termica Dell'Olio

Considerando che la temperatura dell'olio non supera mai 160°C si può assumere che le caratteristiche di quest'ultimo siano idonee per l'utilizzo.

3.2.2 La Pompa Di Circolazione

L'olio viene messo in circolazione mediante una pompa volumetrica ad ingranaggi: tale pompa è particolarmente adatta a questa applicazione in quanto l'innalzamento della pressione del fluido avviene mediante la movimentazione reciproca di due ruote dentate che sposta il fluido che durante il movimento di quest'ultime si trova fra i denti e la cassa. Il corpo della pompa è generalmente in ghisa e all'interno è lavorato in maniera accurata per limitare il più possibile i giochi tra statore e rotori raggiungendo quindi elevati rendimenti volumetrici, inoltre la continuità della portata permette di non utilizzare le casse d'aria [4].

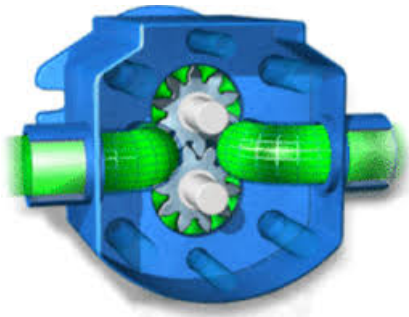


Figura 3.6: Pompa Ad Ingranaggi

Nell'impianto, la pompa scelta ha una cilindrata di 300cc e ha lo scopo di garantire la circolazione dell'olio e sopperire alle perdite di carico del circuito: per fare questo ci siamo serviti di un controllore che mediante un segnale di retroazione, gestisce il dispositivo aumentandone o diminuendone il numero di giri, realizzando quindi il controllo feedback.

Schematicamente l'algoritmo di controllo può essere così rappresentato:

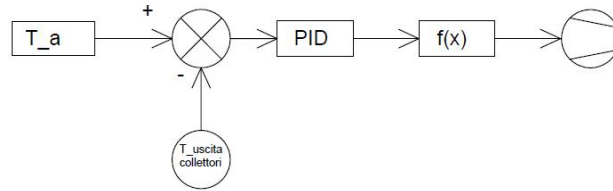


Figura 3.7: Algoritmo di Controllo Pompa

La temperatura in uscita dai collettori viene inviata in un sommatore dove, rapportata con la temperatura di set-point impostata a 160°C, fornisce il segnale di errore. Tale segnale viene poi moltiplicato per la costante P del PID fissata a 0.1: da un'analisi di ottimizzazione si è visto che dato l'esiguo offset fra il segnale controllato e quello di set-point, la componente integrale si può omettere; per quanto riguarda invece la componente derivativa, essa, rendendo il controllo molto più sensibile ai disturbi, non permette una gestione ottimale soprattutto nelle fasi transitorie, che caratterizzano l'impianto data la variabilità della radiazione solare: ecco che quindi si è deciso per un semplice controllo proporzionale. Il segnale in uscita dal controllore viene inviato ad un blocco matematico che in uscita fornisce il reciproco del segnale in ingresso mediante il seguente algoritmo:

$$\max \left(\frac{1}{0.05 \cdot x}, 140 \right) \quad (3.1)$$

Tale algoritmo fornisce in uscita un segnale coincidente al numero di giri della pompa: se la differenza fra la temperatura misurata e quella di set-point risulta piccola, la pompa aumenterà il numero di giri evitando quindi che la variabile misurata non superi il limite superiore; nel caso in cui la differenza è grande, il numero di giri della pompa diminuisce e se l'algoritmo fornisce un valore in uscita inferiore a 140, la pompa per motivi legati al funzionamento del modello gira ad una velocità di 140 rpm. Si riporta nel grafico successivo l'andamento della temperatura del collettore e del numero di giri della pompa:

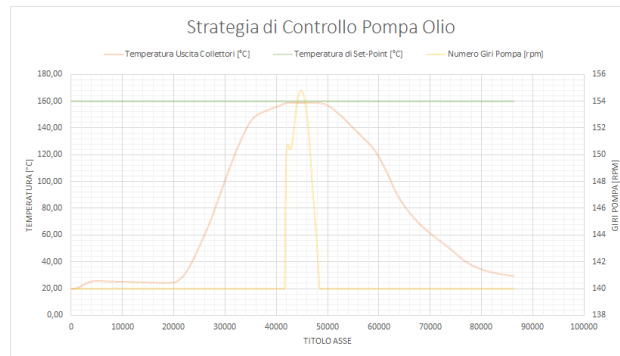


Figura 3.8: Controllo della pompa

E' possibile vedere dalla figura che la temperatura raggiunge il valore massimo seppur con un piccolo offset dovuto alla mancanza della componente integrale del PID, omessa in quanto l'off-set risulta minimo: la pompa quindi realizza la strategia di controllo in maniera ottimale impedendo alla temperatura dell'olio di superare il valore consentito.

3.3 Gli Scambiatori di Calore

Sono l'elemento di collegamento fra il circuito dell'olio e il circuito di potenza: il gruppo di scambiatori è costituito da un blocco di economizzatori, un blocco di evaporazione e un blocco di surriscaldatori: i primi e gli ultimi sono scambiatori di tipo TUBO-TUBO multi passaggio, mentre l'evaporatore è uno SHELL-AND-TUBE. Per un corretto funzionamento dell'impianto, è necessario che il ΔT_{pp} si mantenga al di sopra di un valore prestabilito che si assume pari a 5°C : su questa ed altre basi, si è proceduto al dimensionamento di ogni singolo scambiatore.

3.3.1 L'Economizzatore

Ha il compito di elevare la temperatura del fluido di processo dalla temperatura in uscita dal rigeneratore a quella di evaporazione. Si procede con un dimensionamento di massima, utilizziamo sia il metodo della **temperatura media logaritmica** che il metodo $\epsilon - NTU$; esso fa riferimento ai parametri di efficienza termica ϵ e al numero di unità di trasporto NTU, permette di determinare, noti i flussi di massa, le capacità termiche, i salti di temperatura, una grandezza geometrica caratteristica (solitamente l'area di scambio termico) o in alternativa a questa grandezza il valore del coefficiente globale di scambio termico.

Per prima cosa, è necessario fare delle ipotesi che stanno alla base del dimensionamento degli scambiatori di calore[6]:

1. I fluidi nello scambiatore di calore fluiscono e scambiano calore in condizioni di regime permanente
2. Il coefficiente globale di scambio tra i due fluidi ha valore uniforme in corrispondenza dell'intera superficie di scambio
3. Il calore specifico di ognuno dei due fluidi ha valore costante, oppure se uno o entrambi i fluidi cambiano di fase, esso deve essere isoterma
4. Le perdite termiche verso l'esterno sono trascurabili: lo scambiatore può ritenersi adiabatico verso l'ambiente esterno

Prima di procedere alla definizione delle grandezze caratteristiche del metodo di dimensionamento, si definisce capacità termica di flusso il prodotto fra il

calore specifico a pressione costante e la portata in massa del fluido stesso:

$$C_{h/c} = c_{p_{h/c}} \cdot \dot{m}_{h/c} \quad (3.2)$$

Per tali grandezze, distinte dal pedice h=hot e c=cold, è importante discriminare quale sia il valore maggiore e minore: è chiaro che potrebbe accadere che tali valori vadano a coincidere.

Viene definita efficienza termica dello scambiatore, il rapporto fra il flusso termico effettivamente scambiato ed il flusso termico massimo ottenibile con una superficie di scambio infinita:

$$\epsilon = q/q_{max} \quad (3.3)$$

Dove:

$$q = C_h \cdot (T'_{in} - T'_{out}) = C_c \cdot (T''_{out} - T''_{in}) \quad (3.4)$$

$$q_{max} = C_{min} \cdot (T'_{in} - T''_{in}) \quad (3.5)$$

In luogo di queste relazioni, possiamo dare un'espressione generale al valore di ϵ

$$\epsilon = \frac{|(T'_{in} - T'_{out})_{max}|}{T'_{in} - T''_{in}} \quad (3.6)$$

Si definisce invece numero di unità di trasporto NTU la seguente espressione:

$$NTU = \frac{U \cdot A}{C_{min}} \quad (3.7)$$

Per ogni configurazione di scambiatore di calore, le grandezze ϵ , NTU e rapporto C_{min}/C_{max} risultano correlate: in generale si può quindi scrivere che:

$$\epsilon = f(NTU, C_{min}/C_{max}, \text{configurazione}) \quad (3.8)$$

Tale relazione spesso si trova in forma grafica, permettendo di determinare una delle tre grandezze conoscendo le altre due.

Nel caso preso in esame, **il coefficiente globale di scambio**, indicato con la lettera U , è determinato dalla seguente relazione:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_1} + \frac{s}{\lambda} + \frac{1}{h_2}} \quad (3.9)$$

In questa trattazione si trascura il termine legato alla conducibilità termica del materiale costituente gli scambiatori mentre vengono considerati i coefficienti convettivi che nel caso in esame saranno rispettivamente dell'olio e dell'isobutano.

Essi sono determinati mediante relazioni fluidodinamiche; il modello utilizza l'analisi adimensionale per la determinazione del coefficiente **h** :

$$h = \frac{Nu \cdot \lambda}{D_h} \quad (3.10)$$

Dove **il numero di Nusselt** è determinato come:

$$Nu = \sqrt[3]{Nu_{free}^3 + Nu_{forced}^3} \quad (3.11)$$

Dove il primo termine rappresenta il numero di Nusselt in convezione naturale, funzione del numero di Grashof e del Prandtl, mentre il numero di Nusselt in convezione forzata dipende dal valore del Reynolds:

$$Nu_{forced} \begin{cases} Nu_{lam} & \text{if } Re < Re_{trans1} = 2300 \\ Nu_{turb} & \text{if } Re < Re_{trans2} = 10000 \end{cases} \quad (3.12)$$

Sia il Nu_{lam} che Nu_{turb} sono determinati da correlazioni in funzione del numero di Reynolds stesso e del numero di Prandtl[22][23].

Per valori del numero di Reynolds intermedi a quelli sopra citati, per determinare quale sia il Nusselt, si interpolano i due valori Nu_{lam} e Nu_{turb} , mediante delle funzioni [11].

Passando al caso in esame, consideriamo uno scambiatore tubo-tubo in controcorrente con i seguenti dati:

- $T_{in}^{r600a} = 65C$
- $T_{out}^{r600a} = 120C$
- $T_{in}^{oil} = 123C$
- $T_{out}^{oil} = 100.7C$
- $\dot{m}_{oil} = 1.05kg/s$
- $\dot{m}_{r600a} = 0.4kg/s$
- $c_{p_{oil}} = 2.54kJ/kgK$
- $c_{p_{r600a}} = 2.8kJ/kgK$
- $U = 700W/m^2K$

In accordo con il metodo dell'efficienza si ha:

$$C_{hot} = C_{max} = 2.67kW/K \quad (3.13)$$

$$C_{cold} = C_{min} = 1.12kW/K \quad (3.14)$$

E quindi:

$$C_{min}/C_{max} = 0.42 \quad (3.15)$$

Prima di procedere al calcolo di ϵ dobbiamo determinare il valore di q_{max} e di q :

$$q_{max} = 1.12 \cdot (123 - 65) = 65kW \quad (3.16)$$

$$q = 2.67 \cdot (123 - 100.7) = 60kW \quad (3.17)$$

Per cui $\epsilon = 0.92$

Sapendo l'efficienza e il rapporto fra le capacità termiche di flusso ma soprattutto la configurazione dello scambiatore, possiamo ricavare mediante il prossimo grafico, il valore di NTU:

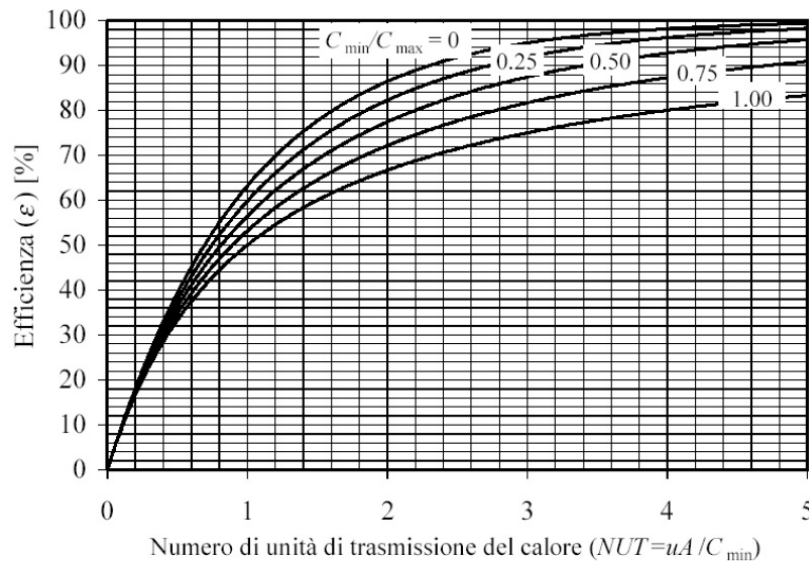


Figura 3.9: Efficienza di uno Scambiatore Controcorrente

Il valore dell'NTU è determinato mediante la funzione descritta dal grafico[2] e vale **3.51**, quindi applicando la formula inversa otteniamo un'area di scambio di $6m^2$.

Supponendo un diametro esterno dei tubi di 12 mm, in caso di utilizzo della configurazione a singolo tubo si avrebbe una lunghezza di circa 160 m; ovviamente quindi in sede di progetto risulterà necessario ricorrere alla soluzione a fascio tubiero diminuendo gli ingombri.

3.3.2 L'Evaporatore

Ha il compito di fare evaporare il fluido motore portandolo allo stato di vapore saturo (titolo unitario) prima di andare a subire un surriscaldamento: lo scambiatore scelto è di tipo shell and tube dove il fluido da riscaldare passa nel mantello, mentre l'olio passa dentro i tubi. Mediante l'analogo metodo utilizzato in precedenza, vengono determinate le aree di scambio e quindi le lunghezze caratteristiche dei tubi che lo compongono: tralasciando la procedura si ottengono, per questo scambiatore, le seguenti grandezze caratteristiche:

- $T_{in}^{oil} = 145C$
- $T_{out}^{oil} = 123C$
- $T_{eva}^{r600a} = 120C$
- $h_{in}^{r600a} = 548.36kJ/kg$
- $h_{out}^{r600a} = 695.34kJ/kg$
- $\dot{m}_{oil} = 1.05kg/s$
- $\dot{m}_{r600a} = 0.4kg/s$
- $c_{p_{oil}} = 2.54kJ/kgK$
- $U = 2000W/m^2K$
- $A_{scambio} = 3.8m^2$
- $D_{ext} = 14.5mm$

Il valore del coefficiente globale di scambio si riferisce unicamente al coefficiente di scambio convettivo dell'olio¹, in quanto, essendo l'isobutano in evaporazione, il suo coefficiente convettivo risulta essere di gran lunga superiore e di conseguenza non influente per quanto concerne il calcolo della superficie di scambio termico dell'evaporatore.

¹Calcolato con il metodo illustrato per l'economizzatore

3.3.3 Il Surriscaldatore

Una volta che il fluido è stato portato a titolo unitario, si procede con il suo surriscaldamento che avviene mediante uno scambiatore tubo-tubo: si riporta, oltre alle grandezze caratteristiche, la curva di efficienza dello stesso, ricavata per punti variando quella che è la temperatura di ingresso dell'olio proveniente dai collettori solari.

Innanzitutto le grandezze caratteristiche sono le seguenti:

- $T_{in}^{oil} = 160C$
- $T_{out}^{oil} = 145C$
- $T_{in}^{r600a} = 120C$
- $T_{out}^{r600a} = 149C$
- $\dot{m}_{oil} = 1.05kg/s$
- $\dot{m}_{r600a} = 0.4kg/s$
- $c_{p_{oil}} = 2.54kJ/kgK$
- $c_{p_{oil}} = 3.07kJ/kgK$
- $U = 80W/m^2K$
- $A_{scambio} = 26m^2$
- $D_{ext} = 14.5mm$

L'efficienza di uno scambiatore è definita nel seguente modo:

$$\eta = \frac{h_{2max} - h_{eva}}{h_2 - h_{eva}} \quad (3.18)$$

Dove h_{2max} e h_2 sono le entalpie specifiche che il fluido riscaldato che rispettivamente raggiungerebbe idealmente e quello che effettivamente raggiunge. Il primo è determinato, note temperatura di ingresso dell'olio e pressione del fluido motore, dalle tabelle termodinamiche, mentre il secondo è misurato in loco (nel nostro caso è misurato dal simulatore).

Utilizzando l'area di scambio determinata, mediante un foglio elettronico ricaviamo il valore delle entalpie massime ed effettive per una serie di temperature di ingresso del fluido caldo:

Temperatura [°C]	$h_{max}[kJ/kg]$	$h_{eff}[kJ/kg]$	$h_{eva}[kJ/kg]$	η
130	730.8	728	688.2	0.956
140	759.8	741.5	688.2	0.744
150	788.1	762.1	688.2	0.739
160	815.6	781.3	688.2	0.730
170	842.8	800	688.2	0.723
180	869.7	816.6	688.2	0.707
190	869.7	833.3	688.2	0.696
200	923.7	849.5	688.2	0.684

Graficando l'efficienza in funzione del grado di surriscaldamento (+10, +20 ecc...) otteniamo il seguente grafico:

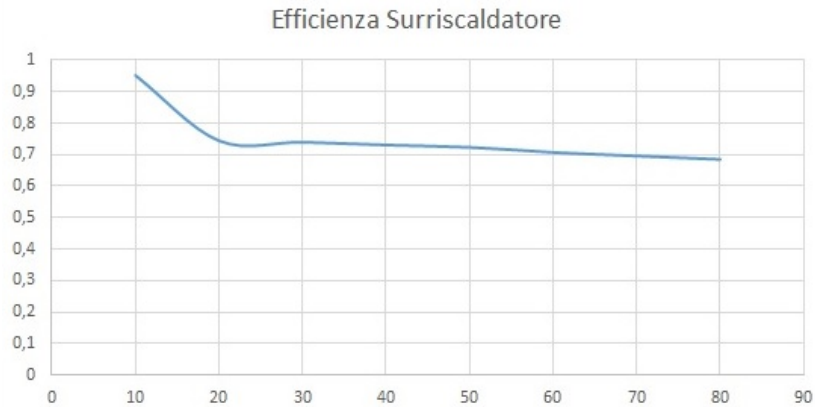


Figura 3.10: Grafico efficienza

Volendo è possibile, dal grafico, estrapolare una polinomiale di un grado n che approssimi tale curva:

Il grado che meglio approssima la curva (rendendola praticamente coincidente con la curva sopra riportata) è 5:

$$y = -5E-09x^5 + 1E-06x^4 - 0.0001x^3 + 0.0052x^2 - 0.114x + 1.6699 \quad (3.19)$$

3.4 Il Circuito Di Potenza

Il circuito di potenza realizza, come precedentemente detto, un ciclo Rankine surriscaldato, utilizzando come espansore, uno di tipo Wankell, le cui peculiarità verranno spiegate in seguito; si riporta nella figura successiva il ciclo termodinamico che viene fatto in questo impianto, considerando come fluido di processo l'isobutano²

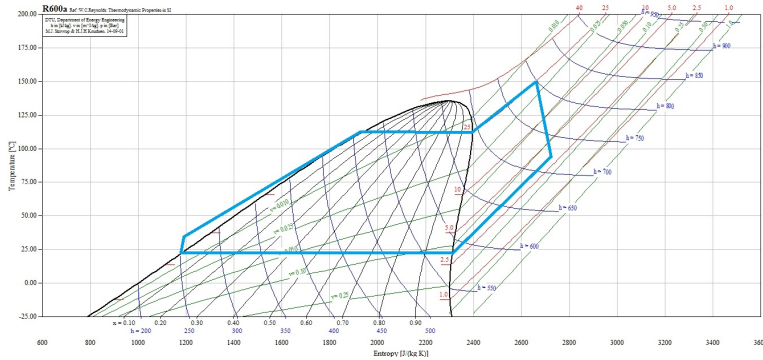


Figura 3.11: Ciclo Rankine Approssimativo

3.4.1 Il Fluido Di Lavoro

Le sostanze che generalmente vengono considerate per la scelta del fluido di lavoro in un ORC sono riportate nella figura seguente[7]:

Fluid	T_c (°C)	p_c (kPa)	T_{NBP} (°C)	M (g/mol)
Propane	96.67	4247.1	-42.09	44.096
R134a	101.06	4059.3	-26.07	102.030
R227ea	102.80	2999.0	-16.42	170.029
R152a	113.26	4516.7	-24.02	66.051
NH ₃	132.25	11333	-33.325	17.030
Isobutane	134.66	3629.0	-11.75	58.122
Butane	151.97	3796.0	-0.49	58.122
R245fa	154.01	3651.0	15.14	134.045
Neopentane	160.59	3196.0	9.5	72.149
R245ca	174.42	3925.0	25.15	134.050
Isopentane	187.20	3378.0	27.83	72.149
Pentane	196.55	3370.0	36.06	72.150

Figura 3.12: Fluidi Organici più usati

²i cui vantaggi verranno discussi nella prossima sezione

La prima colonna indica la temperatura critica, la seconda la pressione critica, la terza la temperatura di normale ebollizione e la quarta il peso molecolare.

Oltre a questi ci sarebbe anche l'ammoniaca che però nonostante le ottime proprietà risulta essere un fluido molto tossico e la sua temperatura di saturazione risulta essere maggiore rispetto a quella dei fluidi in esame. Comunque tutti questi fluidi sono non-ozone-depleting e hanno un basso impatto ambientale.

Si può osservare dalla 3.13 che le temperature di saturazione oscillano fra i 95°C e i 200°C, mentre le pressioni fra 2900kPa e 4600kPa. Assumendo che le condizioni ambientali possono considerarsi quando si ha una temperatura di 25°C e una pressione di 101325 kPa, solo l'isopentano, il pentano e l'R245ca sono in fase liquida alle condizioni ambientali.

Il principale vantaggio nell'usare un fluido organico in un ORC sta nella pendenza della curva di vapor saturo nel diagramma T-s:

$$\sigma = \left(\frac{ds^v}{dT} \right)_{sat} \quad (3.20)$$

Molti fluidi organici presentano un valore positivo o addirittura nullo: tale comportamento implica che non ci sia condensazione del vapore durante il processo di espansione nella turbina.

Si riporta nelle figure seguenti la rappresentazione delle pendenze delle curve di vapor saturo di ogni fluido:

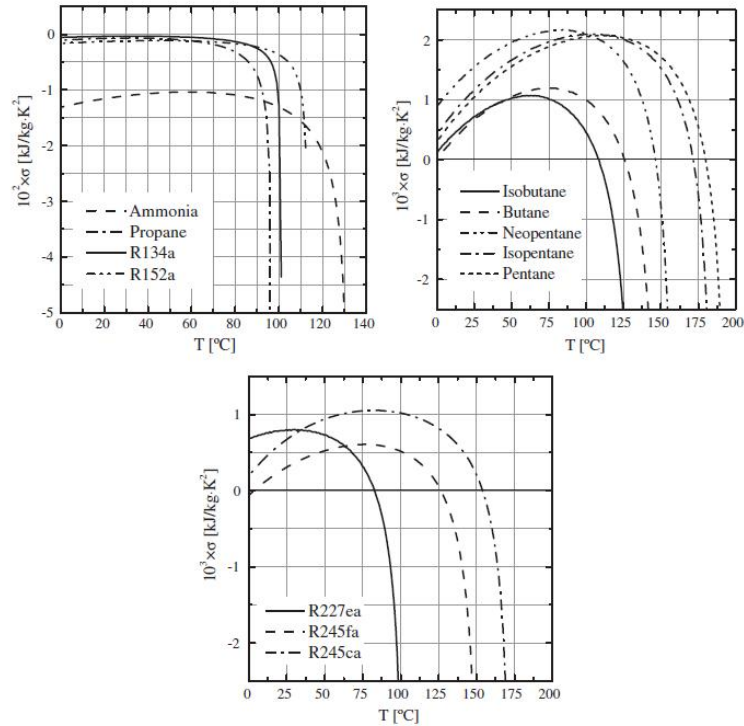


Figura 3.13: Pendenze delle Curve di Vapor Saturo

Si può osservare come Ammoniaca, Propano, R134a e R152a presentino valori negativi di σ , situazione più accentuata nel caso dell'Ammoniaca; fluidi con queste caratteristiche sono chiamati **Wet Fluids**; i fluidi restanti (buano, isobutano, n-pentano...) presentano invece valori positivi di σ soprattutto nell'intervallo di temperature che interessano agli impianti ORC e sono chiamati **Dry Fluids**.

A differenza degli impianti solari ORC a media temperatura, in quelli a bassa temperatura non è importante la pressione di condensazione: per una temperatura di condensazione di 15°C, il peggiore caso lo troviamo nel pentano; per questo fluido, la pressione corrispondente a quella temperatura vale circa 46 kPa, valore 50 volte più grande del valore corrispondente ad un fluido equivalente³ utilizzato negli impianti solari ORC a medio-alta temperatura. Se utilizziamo una temperatura di condensazione di 40°C, indipendentemente

³hexamethyldisiloxane

dal fluido utilizzato, la pressione di condensazione è sopra i 100 kPa.

In generale, la pressione di evaporazione nei Wet Fluids è maggiore rispetto a quella dei Dry Fluids: tutti i Wet considerati hanno pressioni che sono al di sopra dei 2000 kPa partendo dai 70°C, mentre per i dry, ciò accade sopra i 100°C, escluso l'R227ea.

La scelta del fluido di processo, oltre a ricadere su ragioni termodinamiche, ricade anche su ragioni che riguardano la tossicità, la temperatura di autoignizione, l'ODP⁴ e la GWP⁵; inoltre un importante parametro risulta essere la portata in massa rapportata alla grandezza dell'impianto e dei suoi componenti, in quanto incide sui costi finali. In accordo con queste caratteristiche ecco che la scelta ricade su 4 dei fluidi elencati in precedenza: l'isopentano, l'isobutano, R245ca e R245fa.

Stando a riferimenti bibliografici, l'isobutano risulta essere il fluido più indicato per un impianto solare a bassa temperatura in quanto è il fluido che mantiene inalterate le proprie caratteristiche al variare del tipo di configurazione di impianto[7], inoltre l'Isopentano (l'unico dei tre rimasti in grado di confrontarsi con l'R600a), necessita a parità di calore richiesto, di una quantità maggiore di olio per riscaldarlo. Infine a parità di potenza meccanica prodotta, con l'isobutano si possono utilizzare espansori di piccola taglia, seguono l'R245fa, l'R245ca e infine l'isopentano che richiede i macchinari più grossi.

Ecco allora che la scelta ricade in maniera naturale sull'isobutano, fluido che presenta un GWP minore di 10 e una temperatura di autoignizione di 460°C, valori che per il caso oggetto di studio rientrano tranquillamente nei range di sicurezza.

3.4.2 L'Espansore

Come abbiamo visto nella sezione precedente, dedicata alla scelta del fluido motore, le proprietà termodinamiche del fluido di lavoro, come la massa molare o ad esempio la densità del vapore, hanno effetti sul design dell'impianto: in particolare nel caso delle turbine il numero degli stadi è influenzato dalla massa molare mentre per gli espansori volumetrici è la densità del vapore a incidere sulle dimensioni.

Come noto, negli impianti ORC la gamma di potenze è molto vasta per cui a seconda della taglia cambia anche il tipo di espansore utilizzato: ad esempio per applicazioni domestiche (che non superano i 10 kW) si usano espansori

⁴Ozone Depletion Potential

⁵Global Warming Potential

di tipo Scroll mentre per potenze che superano il MW si montano turbine: nella taglia media invece (10-100 kW) si preferiscono altri tipi di **espansori volumetrici** in quanto è possibile utilizzare molti fluidi senza preoccuparsi del contenuto di umidità alla fine della loro espansione.

Diventa quindi interessante considerare la tecnologia Wankel, utilizzata in genere come motore a combustione interna: i vantaggi che vengono subito in mente riguardano la compattezza, l'economia e la flessibilità a lavorare con molti tipi di fluido, inoltre a parità di altre condizioni, l'espansore Wankel presenta delle vibrazioni meno intense rispetto agli altri espansori.

Partendo da un motore Wankell, l'espansore viene generato apportando delle modifiche: innanzitutto si procede con la rivisitazione dello statore, inoltre è necessario introdurre il sistema a valvole rotanti dove il fluido di lavoro entra ed esce rispettivamente: in particolare si inseriscono due valvole di ammissione e due di uscita, che corrispondono a due cicli termodinamici che funzionano contemporaneamente, questa caratteristica rende il Wankell molto più complesso rispetto allo Scroll, anche se un controllo meccanico delle valvole lo rende più flessibile e in grado di essere controllato.



Figura 3.14: Prototipo Wankell [8]

Per giustificare la scelta di tale macchina, è necessario analizzarne l'efficienza isoentropica, definita come il rapporto fra il salto entalpico reale e il salto entalpico ideale, calcolato alle stesse condizioni di portata in massa. Per valutarla vengono utilizzati modelli numerici che forniscono un valore di quest'ultima che è funzione della temperatura di ingresso e del tipo di fluido usato.

Il circuito di prova utilizzato per l'analisi è un semplice circuito ORC con rigenerazione e sia il ciclo che lo schema vengono riportati di seguito:

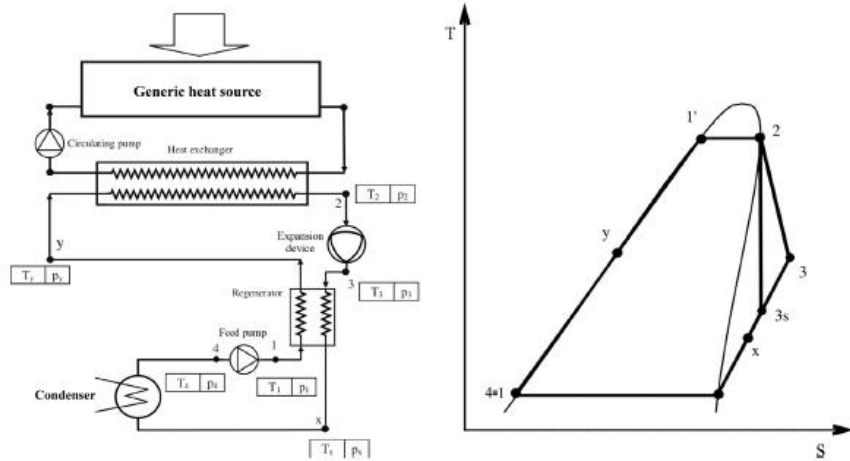


Figura 3.15: Schema Impianto e Ciclo Termodinamico Associato

Mediante il software AMESim si realizza il modello numerico[8], tenendo conto della variazione di volume delle camere, l'ingresso e l'uscita dei fluidi e le perdite di pressione.

Le valvole, nel modello analizzato sono considerate di tipo rotativo con area costante e coefficiente di scarico variabile⁶.

Il modello viene comunque modificato rispetto a quello sorgente in modo tale da poter considerare una serie di fluidi organici utili per lo studio degli impianti ORC; in particolare vengono considerati i fluidi bifase.

Per validare il modello si sceglie delle temperature di ingresso in un range che va da 80 °C a 100 °C, mentre la temperatura di condensazione è settata a 50 °C, valore adatto per i condensatori ad aria. La velocità di rotazione massima di 3000 rpm.

L'obiettivo di questa analisi è quello di valutare le condizioni che rendono competitivo questo prototipo rispetto alle altre tipologie di macchine in commercio per i piccoli impianti.

In accordo con le normative riguardanti i fluidi organici, si utilizzano per l'analisi gli stessi citati nella sezione precedente, in particolare:

⁶Valutato mediante Fluent

- R-600
- R-600a
- RC-318
- R-601
- R-236ea
- R-245ca
- R-245fa
- R-3-1-10
- FC-4-1-12

Per validare numericamente il metodo, viene utilizzato un circuito di misura sperimentale che realizza le stesse condizioni di coppia, di portata in massa e pressioni indicate.

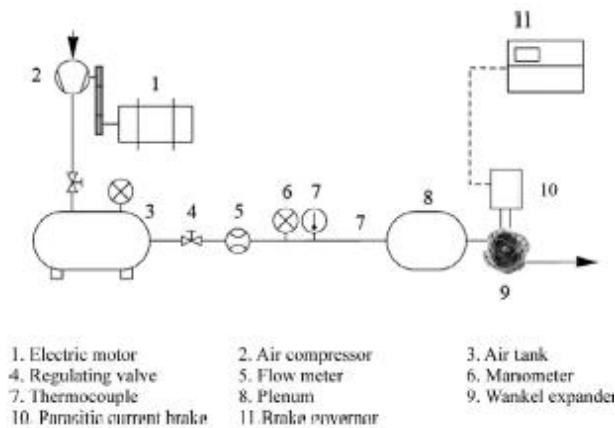


Figura 3.16: Circuito di Misura

Il prototipo viene fatto lavorare con aria compressa, il cui flusso viene misurato mediante un opportuno strumento, insieme alla temperatura e alla pressione di ingresso alla macchina: la sperimentazione viene effettuata in un range di velocità che va da 500-1500 rpm e la pressione di ingresso da 3-5 bar relativi. Mediante dei sensori piezoelettrici di pressione tipo Klistler 4065, si acquisisce in un elaboratore di segnali che riporta su LABView i risultati.

Il ciclo sperimentale e quello numerico ottenuti rispettivamente mediante prova con il circuito e mediante simulazione su PC sono riportati nella figura sottostante

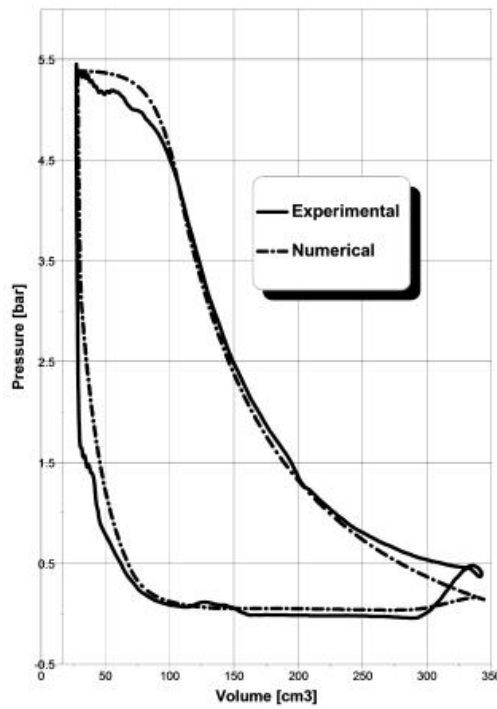


Figura 3.17: Confronto fra il risultato sperimentale e quello numerico

Come è possibile vedere, il grado di approssimazione risulta essere più che positivo in quanto, tralasciando fluttuazioni di pressione dovute alle perdite termiche non considerate nella simulazione, il modello numerico riesce ad approssimare quello sperimentale.

Il modello numerico viene utilizzato per scegliere il fluido operativo che dia i migliori risultati dal punto di vista dell'efficienza: lo schema del modello è riportato di seguito:

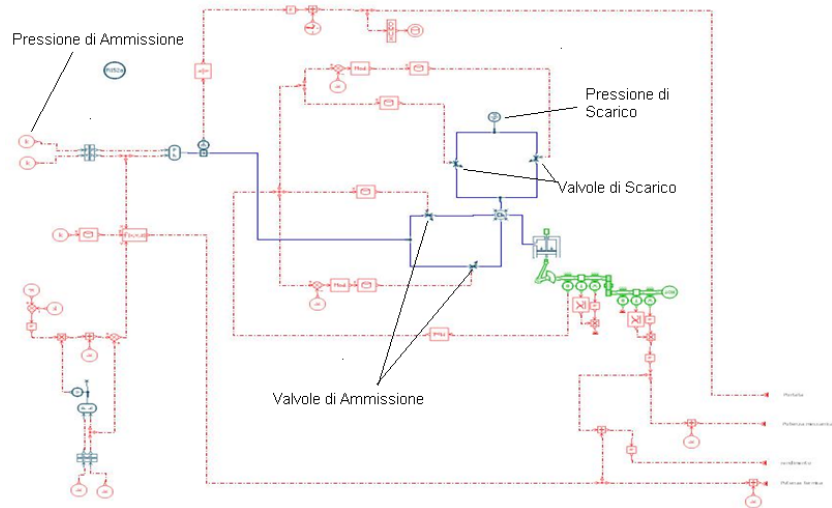


Figura 3.18: Modello Numerico Wankel

Dall'analisi proposta nella sezione 3.4.1, vengono selezionati tre fluidi appartenenti a tre categorie diverse di fluidi organici in particolare:

- R600a = dry fluid, temperatura critica 134.7°C
- R245fa = fluido quasi isoentropico, temperatura critica 154.1
- R152a = wet fluid, temperatura critica 113.3°C

La massima temperatura di saturazione viene scelta 10-15°C sotto il punto critico[7]; il numero di giri dell'espansore è preso in un intervallo che va da 500-3000 rpm. Per il prototipo scegliamo un grado di ammissione ϵ pari a 0.2: tale valore trova giustificazione nel ciclo dell'espansore: un grado di ammissione più grande causerebbe una **sovraespansione** ovvero, alla fine dell'espansione rimane in camera una parte di fluido che elaborando un ciclo inverso causa la perdita di lavoro utile.

Per la scelta del fluido ottimale viene imposta una temperatura massima di surriscaldamento pari a **200°C**.

Supponendo costante la temperatura di uscita dei collettori, il massimo rendimento del ciclo, e quindi anche dell'impianto ORC globale, si ha utilizzando come fluido di processo **l'isobutano, R600a**. Il rendimento del ciclo è definito mediante la seguente relazione:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\int_0^\tau (W_{exp} - W_{aux}) dt}{\int_0^\tau \dot{Q}_{heat-exg} dt} \quad (3.21)$$

Mentre il rendimento del circuito collettori è dato da:

$$\eta_{coll} = \frac{\int_0^\tau \dot{Q}_{heat-exg} dt}{\int_0^\tau I \cdot A dt} \quad (3.22)$$

Il rendimento dell'impianto ORC è definito come:

$$\eta_{ORC} = \eta_{ciclo} \cdot \eta_{coll} \quad (3.23)$$

La potenza termica del Wankel è calcolata mediante la seguente relazione:

$$W_{exp} = \rho_{ad} \cdot \dot{V} \cdot \Delta h_{is} \cdot \eta_{is} \quad (3.24)$$

La portata volumetrica \dot{V} , è funzione sia della velocità di rotazione della macchina che del salto di pressione, quindi la potenza in uscita dal Wankel dipenderà da queste grandezze; in particolare l'andamento della portata è il seguente:

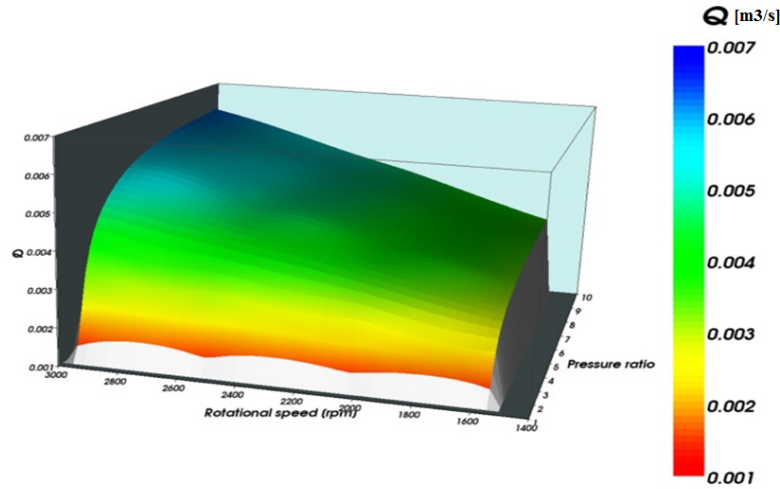


Figura 3.19: Andamento della portata volumetrica nel prototipo Wankel

L'impianto viene controllato mantenendo costante la temperatura di evaporazione ad un valore di set-point fissato (nel caso in esame risulta essere 120°C), la velocità di rotazione è controllata dalla temperatura di evaporazione mediante un algoritmo di controllo che utilizza la medesima logica di quella utilizzata per la pompa dell'olio: tale soluzione risulta efficace per impianti dove il carico è variabile nel tempo: infatti tale strategia di controllo riesce a seguire l'andamento del carico con buona approssimazione, fornendo i migliori risultati in termini di efficienza di impianto. Inoltre un'ulteriore algoritmo di controllo controlla il livello del liquido all'interno dell'evaporatore garantendo la presenza di una miscela bifase: tale controllo viene fatto tramite la pompa dell'isobutano con le medesime credenziali degli altri algoritmi utilizzati. Di seguito si riportano i due tipi di controllo:

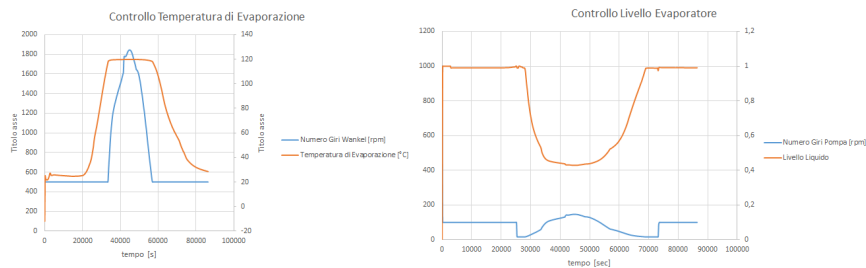


Figura 3.20: Controlli nel Circuito di Potenza

3.4.3 Il Rigeneratore

Ha come scopo quello di pre-riscaldare l'isobutano prima di entrare nell'economizzatore, prelevando calore dal fluido appena espanso che avendo un'aliquota di energia termica potenzialmente sfruttabile, cede una parte di esso all'R-600a uscente dalla pompa.

Consideriamo, indici compresi, il seguente ciclo termodinamico:

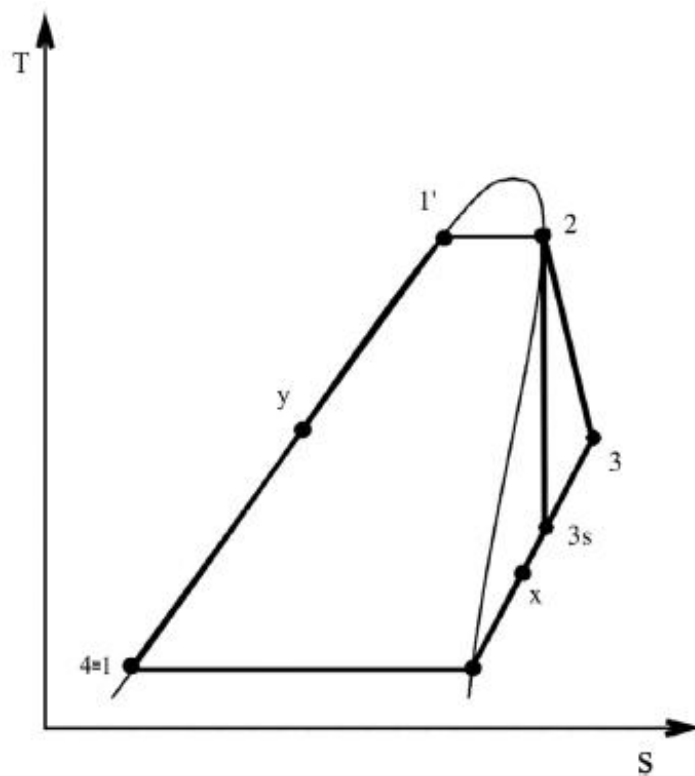


Figura 3.21: Ciclo termodinamico per la definizione dell'efficienza del rigeneratore

Tralasciando tutta la trattazione che riguarda il calcolo delle grandezze caratteristiche dello scambiatore tubo-tubo crossflow in questione (già spiegate per gli altri scambiatori), ci si sofferma sul parametro che identifica il rigeneratore, ossia la sua efficienza:

$$\eta = \frac{h_3 - h_x}{h_3 - h_{4vap}} \quad (3.25)$$

E' stata fissato un valore di 0.85, valore che ottimizza le prestazioni del-

l'impianto e che si attiene ai valori reali reperibili in commercio.

Grazie al rigeneratore, l'economizzatore deve riscaldare il fluido non per un salto entalpico pari a $h_{1'} - h_1$ ma pari a $h_{1'} - h_y$, risparmiando un salto residuo pari a $h_y - h_1$.

3.4.4 La Pompa

Come per il fluido caldo, la pompa, anch'essa volumetrica con una cilindrata pari a 200cm^3 e con un'efficienza isoentropica di 0.8, risulta essere controllata da un algoritmo che ha come set-point il livello di liquido presente nell'evaporatore: in particolare si chiede alla pompa di mantenere il livello percentuale al di sotto del 4 %. Adottando il medesimo schema utilizzato per l'olio ed essendo pari al 100 % la percentuale di liquido presente all'interno dell'evaporatore all'accensione dell'impianto, la pompa viene fatta girare ad un valore costante e pari a 100 rpm, dopodiché intervenendo il sistema di controllo composto da un regolatore di tipo proporzionale (la costante è pari a 0.1) e un algoritmo che restituisce l'inverso del segnale uscente dal regolatore, il numero di giri varia accettando un massimo di 200 rpm: con questo algoritmo si mantiene costante il livello di liquido (e di vapore) all'interno dell'evaporatore stesso.

3.4.5 Il Condensatore

E' l'elemento più labile in un impianto in quanto a seconda dell'ambiente in cui è inserito incide sulla potenza (e sull'energia) disponibile. Poiché l'impianto oggetto di studio deve avere come peculiarità quella di essere versatile e soprattutto inseribile in un qualsiasi contesto che ne permetta la realizzazione, è necessario utilizzare condensatori a secco in quanto non essendoci bisogno di alcuna sorgente d'acqua nelle vicinanze risponde alle caratteristiche sopra elencate. Il principale difetto di questa soluzione come noto risulta essere l'elevato consumo di energia da parte dei ventilatori a secco, svantaggio ancora più marcato in luoghi dove la temperatura media annuale risulta elevata.⁷

⁷Che in genere risultano essere i luoghi dove la radiazione solare disponibile in misura maggiore sono quelli dove la temperatura media è alta, si veda ad esempio la Sicilia sud orientale

Per questa soluzione impiantistica è previsto l'uso di condensatori che hanno un consumo pari a $25W \forall kW$ Asportato.



Figura 3.22: Esempio di Condensatore A Secco

Capitolo 4

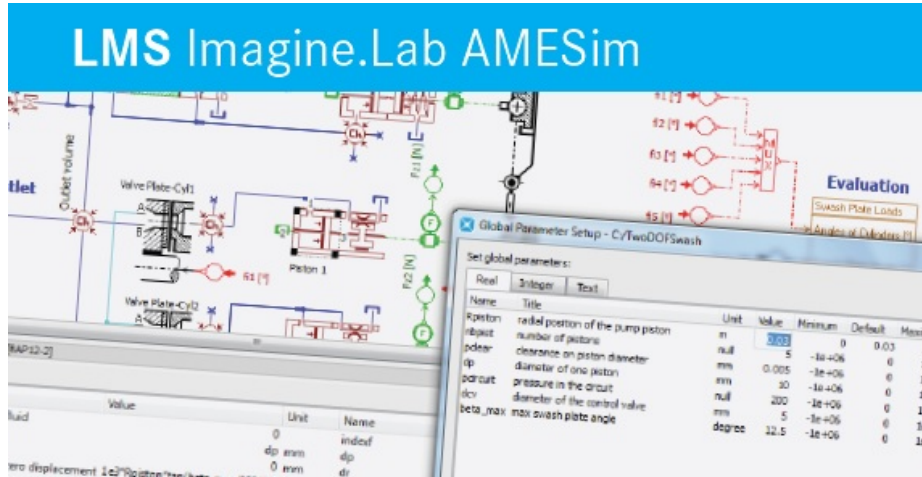
Il Modello dell’Impianto

*Temo il giorno in cui la
tecnologia andrà oltre la nostra
umanità: il mondo sarà popolato
allora da una generazione di
idioti*

Albert Einstein

L’ambiente AMESim permette uno studio veloce e preciso di qualsiasi processo fisico e chimico: in questo capitolo ci soffermeremo sulle peculiarità che sono servite per generare il modello dell’impianto, dalle librerie ai componenti stessi, cercando di dare una panoramica prima di analizzare i risultati veri e propri.

4.1 Il Software AMESim



LMS Image.Lab AMESim [®] è un software commerciale utilizzato per modellizzare e analizzare sistemi multi dominio, in particolare sistemi ingegneristici, come ad esempio la meccanica. I modelli sono descritti utilizzando le equazioni non lineari che descrivono l'idraulica, la pneumatica, la termodinamica, l'elettronica e tutto ciò che riguarda la meccanica strutturale e non. Essendo molto versatile e veloce nel fornire risultati, esso è particolarmente idoneo nel ciclo di pre-progettazione in quanto dà una visione relativamente dettagliata riuscendo a prevedere il comportamento di un processo, toccandone direttamente gli ordini di grandezza.

Per generare un modello di simulazione, oltre a necessitare delle librerie presenti nel software stesso, si utilizzano componenti già pre-impostati dove è necessario inserire i parametri caratteristici particolari per il tipo di utilizzo. La visualizzazione grafica, rende il software versatile.

Per quanto riguarda le librerie e le stringhe di programma per i singoli componenti, esse sono interamente scritte in linguaggio C. Infine AMESim è funzionante sia su piattaforme UNIX (come Linux) e Windows[11].

4.2 L'Impianto in AMESim

Per generare quello che è il modello finale dell'impianto, sono state fatte diverse prove di configurazione, inserendo comunque tutti quei modelli riportati nei capitoli precedenti che riscontrati con la realtà rendono la simulazione valida.

L'impianto, ampiamente discusso nelle sezioni precedenti, al netto dei controlli è riportato nella (figura 4.1).

Il programma ci fornisce tutti i componenti presenti in questo schema con l'eccezione dell'espansore Wankell che richiede una modifica del file sorgente¹. Come è possibile vedere dalla figura il circuito si compone di vari componenti, che classificheremo come segue:

- Il blocco dei collettori solari;
- Il circuito caldo;
- Il circuito motore;
- Gli scambiatori (elemento di comunicazione fra i componenti precedenti)
- La sezione dedicata ai controlli;

Tutti questi blocchi coesistono reciprocamente, in particolare, il blocco dei controlli (che vedremo essere di colore rosso) permette di visualizzare i risultati oppure manda segnali agli attuatori elaborando valori misurati dal circuito stesso, come avviene per i controlli dei dispositivi quali le pompe e l'espansore. Inoltre per facilitare la lettura del layout dell'impianto ci siamo serviti dell'opzione **super component** che ci permette creare un nuovo blocco ove all'interno sono presenti tutti i collegamenti.

¹si veda la sezione 3.4.2

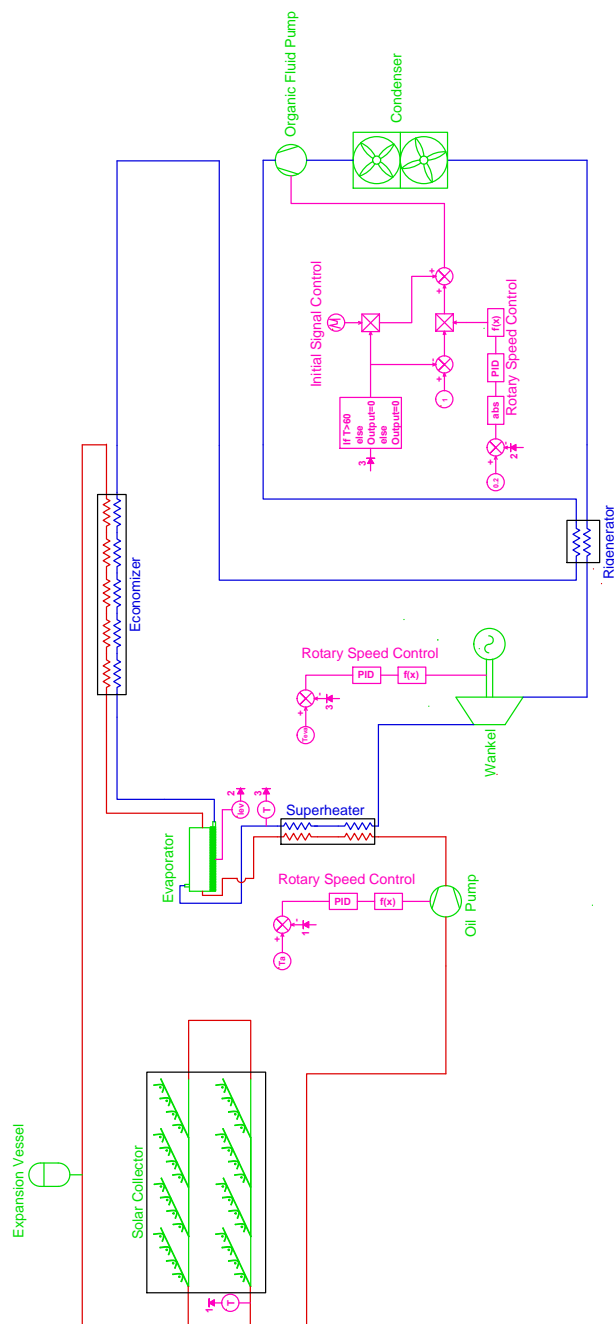


Figura 4.1: L'impianto

Il programma ci permette l'utilizzo di varie librerie,

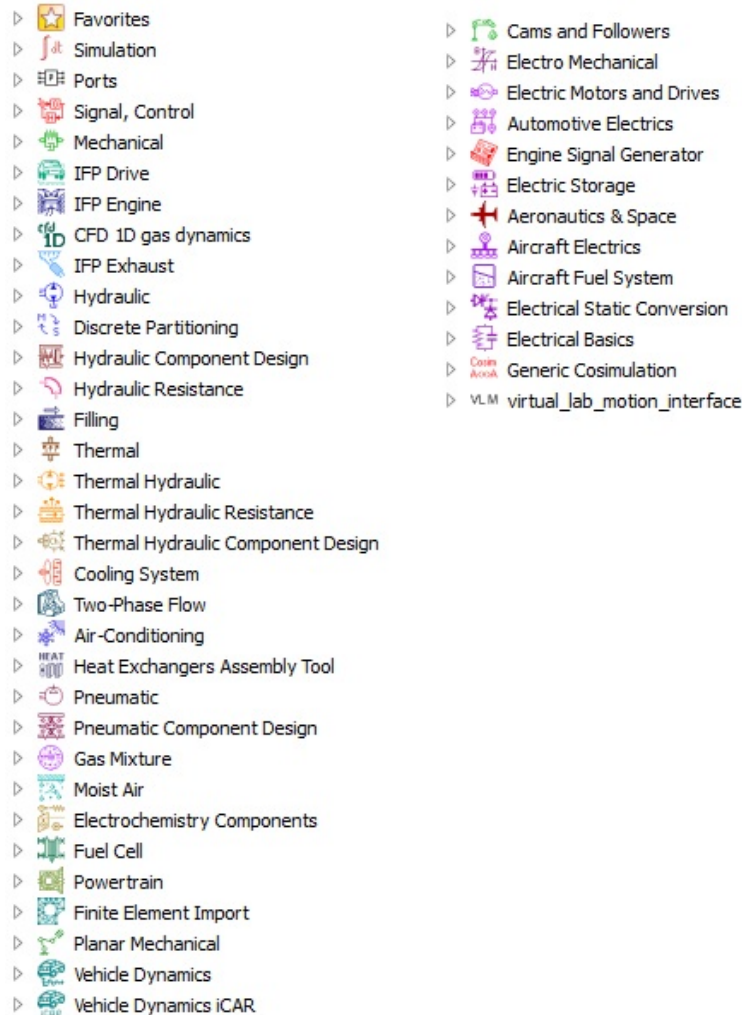


Figura 4.2: Librerie AMESim

Per gli scopi proposti, ci siamo serviti delle librerie dei segnali (per controllare l'impianto), della libreria meccanica (per inserire i componenti quali le pompe e l'espansore), della libreria termica per tutti gli scambiatori di calore, di quella idraulica per tutta la pipeline e infine di quella relativa ai fluidi e ai materiali utilizzati nell'impianto (isobutano, olio minerale, alluminio e rame per i componenti quali le condotte e gli scambiatori).

4.2.1 Il Blocco Dei Collettori Solari

I collettori solari, devono simulare la ricezione dell'energia solare e il trasferimento di calore dai riflettori al tubo evacuato in cui passa l'olio. Ovviamente non è nè conveniente nè possibile inserire tutti i collettori che realmente comporrebbero l'impianto, per cui viene analizzato un solo collettore e per determinare l'energia globalmente prodotta si inserisce una costante che risulta essere proprio il numero dei collettori presenti. Il circuito che simula il singolo collettore è riportato nella figura seguente:

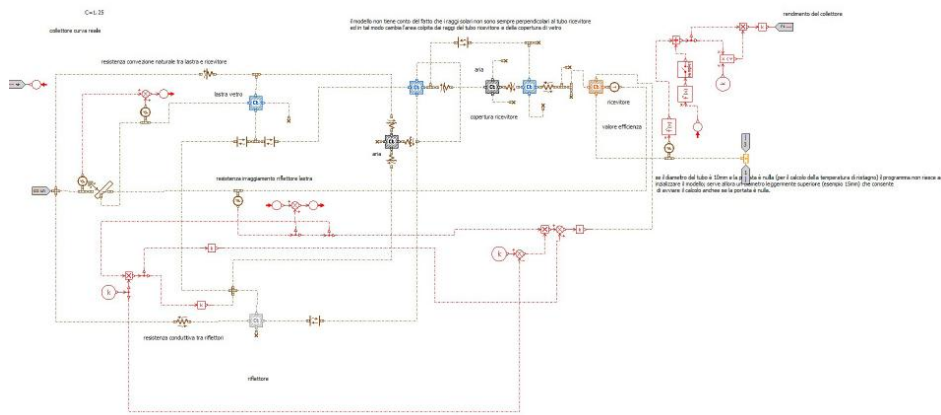


Figura 4.3: Circuito dei Collettori Solari

Mediante delle opportune tabelle che verranno riprese in seguito, la radiazione solare incidente viene captata dal collettore e mediante resistenze e capacità termiche opportunamente dimensionate, trasferisce energia solare al fluido caldo, nella fattispecie olio diatermico. Questo circuito riguarda il singolo collettore; il pannello, invece, è formato da 9 collettori disposti in 3 file da 3 ciascuno; i tubi sono collegati fra loro, nel senso che uno è l'uscita dell'altro: il fluido entra dal basso uscendo dall'alto per poi entrare dal basso nel collettore adiacente; si suppone in prima approssimazione che i collettori non risentano nè di zone d'ombra circostante nè di ombreggiamenti imputabili ai collettori stessi che si trovano dietro o davanti. Il pannello 3x3 ha la possibilità di essere inclinato, modificando semplicemente l'angolo di tilt dai parametri globali del sistema.

Quindi globalmente i nove collettori nel circuito principale si presentano come un unico pannello, in cui verrà moltiplicato n volte il numero dei collettori effettivamente utilizzati.

Il circuito interagisce con il circuito caldo mediante dei componenti che

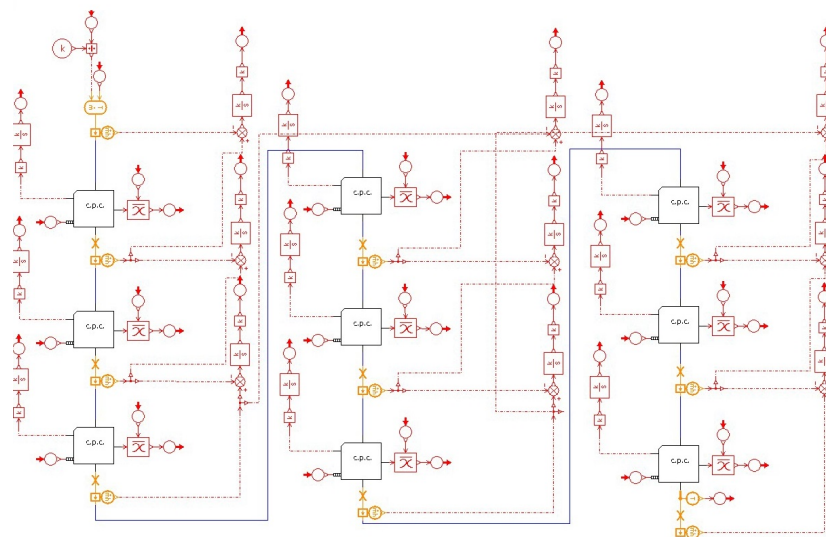


Figura 4.4: Il Pannello

riportano i segnali voluti; in questo caso il segnale da riportare nel circuito dell'olio è **temperatura**;

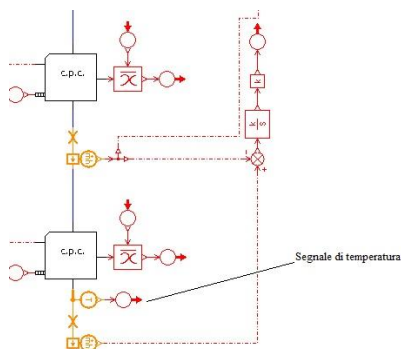


Figura 4.5: Invio dei segnali al circuito caldo

4.2.2 Il Circuito Caldo e il Gruppo Scambiatori

Una volta ricevuto il segnale dal blocco dei collettori, esso setta la temperatura dell'olio all'interno del circuito caldo e arriva, tramite una pipeline al gruppo scambiatori, in particolare verrà trovato prima il surriscaldatore, l'e-vaporatore e infine l'economizzatore; il circuito di arrivo è riportato in figura 4.6:

Arrivati a questo punto l'olio entra negli scambiatori e cede il suo carico

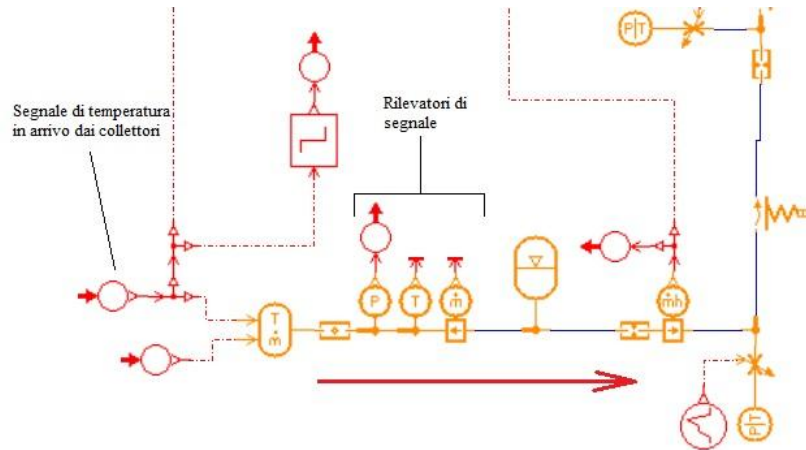


Figura 4.6: Circuito di arrivo dell'olio

termico all'altro fluido di processo, l'isobutano. Lo scambiatore è schematizzato in AMESim, come un insieme di resistenze e capacità termiche, i cui parametri sono già stati discussi nei capitoli precedenti.

Si vede anche la presenza di resistenze termiche convettive sia dal lato del-

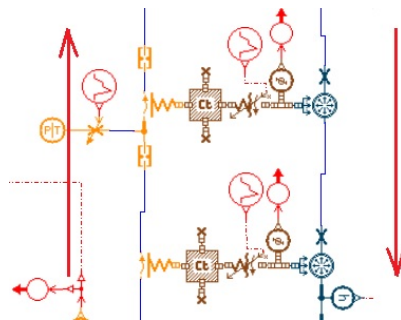


Figura 4.7: Il surriscaldatore

l'olio che dal lato dell'isobutano.

Dopo esser passato dal banco dei surriscaldatori, l'olio che inizia a raffreddarsi, entra dentro l'evaporatore e successivamente nel gruppo economizzatore:

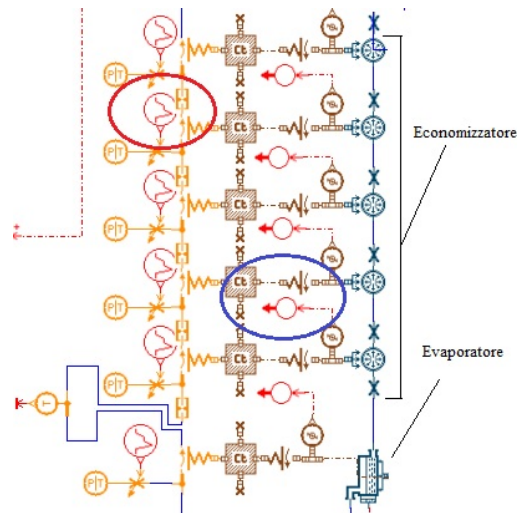


Figura 4.8: Evaporatore & Economizzatore

Nel cerchio blu è racchiuso un trasmettitore di segnale che, trasmette il flusso di calore scambiato fra i due fluidi, ad un algoritmo che ne analizzerà i parametri caratteristici e soprattutto le grandezze caratteristiche.

Nel cerchio rosso, invece, è riportato un componente che spesso si incontra nell'impianto: esso permette di generare un segnale a rampa che dura per un tempo arbitrario: per motivi di simulazione, soprattutto all'inizio, si necessita di una sorta di inizializzazione del sistema; in altre parole esso non riesce a inizializzarsi se non percepisce l'esistenza di qualsiasi grandezza al tempo 0; per la natura dell'impianto e per l'impostazione del tempo di simulazione (vedremo che il simulatore partirà dalle 00:00) verosimilmente non ci sarà nè l'esistenza di un flusso termico dell'isobutano, nè soprattutto non ci sarà l'esistenza di flusso termico nell'olio in quanto la radiazione solare non risulta presente: ecco quindi che questo componente permette di inserire un valore fittizio per un tempo limitato solamente a permettere alla simulazione di partire.

Successivamente agli scambiatori di calore, il flusso di olio ormai pronto per tornare nei collettori, passa nella pompa per poi essere rimandato mediante i trasmettitori di segnale al gruppo dei collettori:

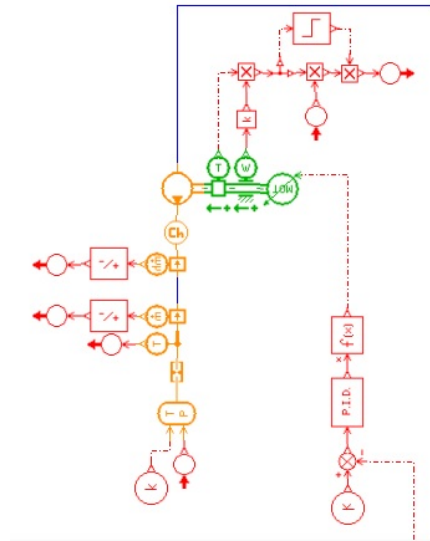


Figura 4.9: Circuito di Ritorno

E' possibile vedere nella figura 4.9 la presenza dell'algoritmo di controllo della pompa già discusso ampiamente: in particolare nel blocco sommatore si nota l'arrivo del segnale della temperatura di uscita dei collettori e la temperatura di set-point, impostata nelle opzioni.

4.2.3 Il Circuito di Potenza

Dopo aver visto il percorso dell'olio e l'interazione di quest'ultimo con l'isobutano (gruppo scambiatori), analizzeremo il percorso del fluido motore partendo proprio dall'uscita dal surriscaldatore: esso uscirà sotto forma di vapore surriscaldato ad una temperatura che difficilmente supererà i 155 gradi e a una pressione pari a quella di evaporazione; il fluido quindi sarà pronto per entrare nel Wankell per procedere alla sua espansione:

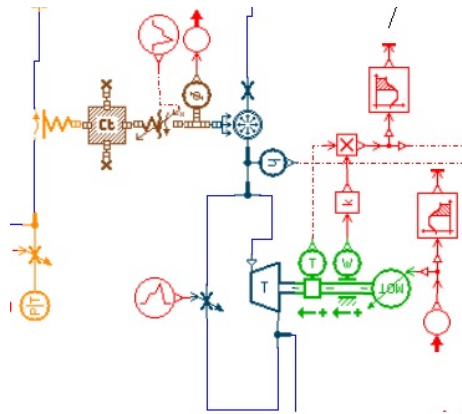


Figura 4.10: Espansione del Fluido

Il by-pass, serve anch'esso per permettere l'inizializzazione della simulazione e non generando problemi dal punto di vista del risultato finale.

Il fluido dopo la sua espansione, entra all'interno del rigeneratore per poi andare al condensatore; quest'ultimo riceverà come dati in input, oltre al carico termico dell'isobutano, i dati relativi alla temperatura ambiente che varierà sia durante il giorno che, ovviamente durante il mese. Per fare ciò, si inseriscono delle tabelle che, opportunamente scritte e salvate come file .txt, sono lette da AMESim e inserite nell'algoritmo di comando del condensatore. Inoltre per valutare la potenza (e l'energia) disponibile al netto degli ausiliari, sarà necessario estrapolare l'energia assorbita dai condensatori: per fare ciò ci serviamo dei trasmettitori di segnale già utilizzati per altri scopi in altre parti, dove inviamo il segnale a degli algoritmi che come output restituiranno il valore della potenza e dell'energia globalmente utilizzata dai condensatori a secco.

Arrivati a questo punto dell'impianto, il fluido prima troverà la pompa e successivamente dovrà ricevere energia termica dal rigeneratore che a sua volta

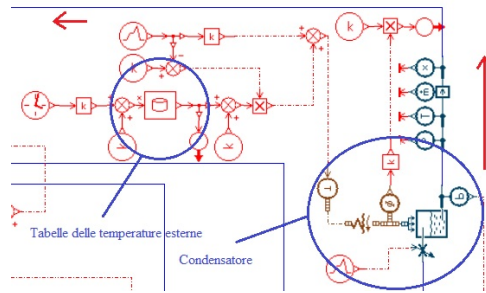


Figura 4.11: Gruppo Condensatore

è alimentato dal fluido appena espanso.

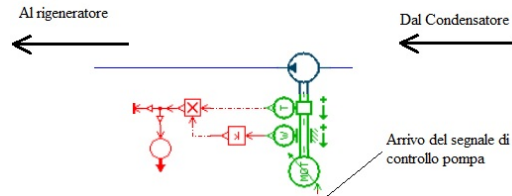


Figura 4.12: Pompa

Oltre all'algoritmo di controllo è possibile notare che vengono prelevate sia la coppia (T) e la potenza (W) che serviranno per determinare il valore della potenza e dell'energia assorbita da questo componente passivo nell'arco della giornata.

Il circuito si compone di questi elementi che opportunamente dimensionati riescono a simulare con buona approssimazione l'impianto in esame.

4.3 Impostazione dei Parametri di Simulazione

Ogni componente dell'impianto è esplorabile mediante il doppio click del mouse: ad esempio se si prende uno degli scambiatori di calore che è presente nel blocco dei surriscaldatori, avremo la seguente schermata:

Title	Value	Unit
pressure at port 1		1 barA
temperature at port 1		20 degC
calculation type	generic pipe with Nusselt correlations	
index of thermal hydraulic fluid		1
bulk modulus calculation		calculated
hydraulic diameter		Di_tubo mm
cross-sectional area		Sez_1_tubo mm**2
length	$0.8 * (L_tubo) / 1.0000000000000000e+03$	m
angle line makes with horizontal (>0 if port 3 is above port 1)		0 degree
wall thickness		Spessore_tubo mm
Young's modulus for material		2.06e+06 bar
characteristic length of the heat exchange		Di_tubo mm
convective heat exchange area		A_sambio_int*0.8 mm**2
volume	$(V_tubo) / 1.0000000000000000e-03$	L
heat exchange		
expression for free Nusselt number = f(Gr, Pr, cdim [mm], theta [rad], tWall [K], tFluid [K])	$0.53 * (Gr * Pr)^{(1/3)}$	
laminar to turbulent transition for convection: lower Reynolds number		2300 null
laminar to turbulent transition for convection: upper Reynolds number		10000 null
expression for forced Nusselt number = f(Re, Pr, length [mm], dh [mm], cdim [mm], ff, mu [kg/m/s], mus [kg/m/s]) in laminar ...	$1.86 * (Re * Pr / (length/dh))^{(1/3)} * (mu/mus)^{0.14}$	
expression for forced Nusselt number = f(Re, Pr, length [mm], dh [mm], cdim [mm], ff, mu [kg/m/s], mus [kg/m/s]) in turbule...	$ff/8 * (Re-1000) * Pr / (1+12.7*sqrt(ff/8) * (Pr^{(2/3)}-1))$	

Figura 4.13: Parametri di uno scambiatore

Oltre all'impostazione dei parametri è necessario settare anche il modello utilizzato da AMESim per risolvere l'algoritmo che gli viene proposto; mediamente per tutti i componenti utilizzati si fa uso dei modelli di default presenti all'interno del programma e validati dal programma stesso, mentre, come avviene per il Wankell e per l'evaporatore, vengono inseriti dei sotto modelli personalizzati e comunque verificati sperimentalmente (si vedano i capitoli precedenti).

Dalla figura 4.13 è possibile vedere che non sono inseriti direttamente tutti i valori numerici, bensì si notano espressioni letterarie: infatti dato che molte grandezze sono ripetute più volte nell'impianto risulta opportuno nominarli letteralmente possiamo rimandandoli ad una finestra comune dove è possibile cambiare il valore della grandezza modificando immediatamente anche tutti gli altri componenti; tale opzione si chiama **global parameter**: si veda a tal proposito la figura 4.14:

CAPITOLO 4. IL MODELLO DELL'IMPIANTO

Thot	title	degC	150	-1e+06	0	1e+06
dp	title	mm	25	-1e+06	0	1e+06
Ip	title	m	0.25	-1e+06	0	1e+06
Ps	title	barA	12	-1e+06	0	1e+06
rend_is	title	null	0.75	-1e+06	0	1e+06
rend_mec	title	null	0.9	-1e+06	0	1e+06
Di_tubo	title	mm	12.5	-1e+06	0	1e+06
Sez_1_tubo	title	mm**2	$(Di_tubo^{**2}) * \pi / 4$	-1e+06	0	1e+06
L_tubo	title	mm	2000	-1e+06	0	1e+06
n_tubi	title	null	200	-1e+06	0	1e+06
A_scambio_int	title	mm**2	$\pi * Di_tubo * L_tubo * n_tubi$	-1e+06	0	1e+06
V_tubi	title	m**3	$Sez_1_tubo * L_tubo * n_tubi / 10^{**9}$	-1e+06	0	1e+06
De_tubo	title	mm	$Di_tubo + 2$	-1e+06	0	1e+06
A_scambio_ext	title	m**2	$\pi * De_tubo * L_tubo * n_tubi$	-1e+06	0	1e+06
A_contatto_tubi	title	m**2	$\pi * (De_tubo^{**2} / 4 - Di_tubo^{**2} / 4) * n_tubi$	-1e+06	0	1e+06
Cond_mat	title	degC	237	-1e+06	0	1e+06
conduttiv_tubi	title	W/m**2/degC	$Cond_mat / L_tubo * n_tubi / 1000$	-1e+06	0	1e+06
Spessore_tubo	title	mm	$De_tubo - Di_tubo$	-1e+06	0	1e+06
Di_tubo_eco	title	mm	10	-1e+06	0	1e+06
Sez_1_tubo_eco	title	mm**2	$(Di_tubo_eco^{**2}) * \pi / 4$	-1e+06	0	1e+06
L_tubo_eco	title	mm	1000	-1e+06	0	1e+06
n_tubi_eco	title	null	500	-1e+06	0	1e+06
A_scambio_int_eco	title	mm**2	$\pi * Di_tubo_eco * L_tubo_eco * n_tubi_eco$	-1e+06	0	1e+06
V_tubi_eco	title	m**3	$Sez_1_tubo_eco * L_tubo_eco * n_tubi_eco / 10^{**9}$	-1e+06	0	1e+06
De_tubo_eco	title	mm	$Di_tubo_eco + 2$	-1e+06	0	1e+06
A_scambio_ext_eco	title	mm**2	$\pi * De_tubo_eco * L_tubo_eco * n_tubi_eco$	-1e+06	0	1e+06
A_contatto_tubi_eco	title	mm**2	$\pi * (De_tubo_eco^{**2} / 4 - Di_tubo_eco^{**2} / 4) * n_tubi_eco$	-1e+06	0	1e+06
conduttiv_tubi_eco	title	W/m**2/degC	$Cond_mat / L_tubo_eco * n_tubi_eco$	-1e+06	0	1e+06
Spessore_tubo_eco	title	mm	$De_tubo_eco - Di_tubo_eco$	-1e+06	0	1e+06
Teva	title	°C	120	-1e+06	0	1e+06
Ta	title	°C	160	-1e+06	0	1e+06
Q	title	W	140000	-1e+06	0	1e+06
D_idraulico_rig	title	mm	20	-1e+06	0	1e+06
n_tubi_rig	title	null	500	-1e+06	0	1e+06
L_tubi_rig	title	m	5	-1e+06	0	1e+06
Sez_tubi_rig	title	mm**2	$\pi * D_idraulico_rig^{**2} / 4 * n_tubi_rig$	-1e+06	0	1e+06

Figura 4.14: Global Parameter

4.4 L'Ambiente di Simulazione

Una volta che i parametri sono stati settati regolarmente e i sotto modelli sono stati impostati per ogni componente, si può procedere alle operazioni preliminari per avviare la simulazione: innanzitutto ad essere impostato è il tempo di simulazione e soprattutto il time step: poichè la simulazione deve avere la durata di un ora, il tempo dovrà quindi essere di 86400 secondi ($24 \cdot 3600$) mentre il time step scelto è di 200 secondi: ciò vuol dire che il programma elabora i risultati una volta ogni 200 secondi: tali opzioni vengono inserite in questa finestra:

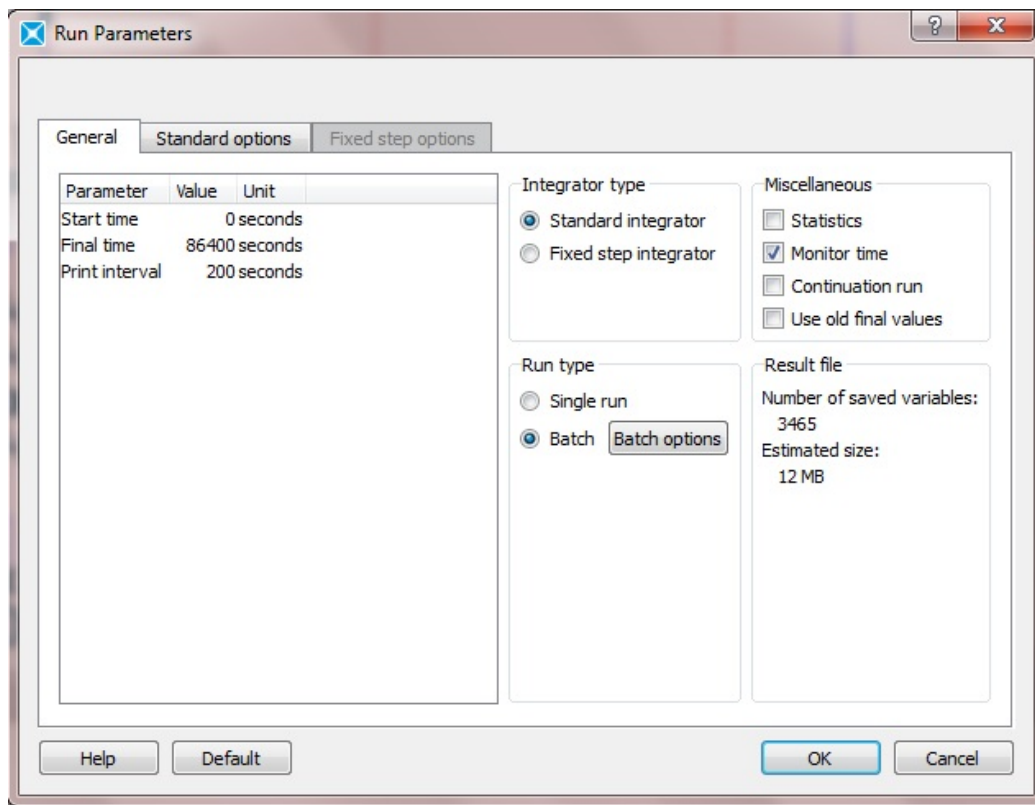


Figura 4.15: Tempo di simulazione e time-step

Con AMESim è possibile inoltre fare delle simulazioni ottimizzando la producibilità variando dei parametri, in modo da rendere l'impianto il più efficiente possibile: questo è permesso dalla **batch simulation**: tale opzione permette di prelevare dei parametri dalla **global parameter** e, partendo da un valore noto, si lanciano tante simulazioni quanti sono gli incrementi di

quest'ultima: ad esempio, come avviene per l'impianto, partendo da un valore di temperatura di evaporazione dell'isobutano (ad esempio 120°) si decide di voler simulare l'impianto per quella temperatura e per quelle successive ad essa e distanti dalla prima (per esempio) di 5, 10, 15 °C: in questo modo sarà possibile valutare la temperatura di evaporazione che massimizza la resa energetica dell'impianto, permettendo un confronto immediato fra quelle che sono le grandezze caratteristiche della performance dell'impianto. Questa opzione verrà sfruttata molto nel capitolo presente per i seguenti scopi:

- Valutare la migliore temperatura di evaporazione
- Valutare la migliore temperatura dell'olio in uscita ai collettori
- Valutare la migliore efficienza degli scambiatori e del rigeneratore
- Valutare la migliore azione di controllo sui dispositivi controllati

Dopo questa breve introduzione sul software, nel prossimo capitolo verrà affrontato il problema centrale di questo elaborato: la valutazione energetica dell'impianto.

Capitolo 5

Analisi della Produzione dell’Impianto

Ci sono soltanto due possibili conclusioni: se il risultato conferma le ipotesi, allora hai appena fatto una misura. Se il risultato è contrario alle ipotesi, allora hai fatto una scoperta

Enrico Fermi

Prima di discutere i risultati ottenuti e quindi di valutare la producibilità dell’impianto, verranno introdotte tutte le operazioni preliminari per inserire i dati in input al modello precedentemente analizzato.

5.1 Il Bilancio Energetico Sul Gruppo Scambiatori

E' necessario riportare, per dare un'idea analitica del sistema, un bilancio energetico che riguarda le componenti dell'impianto: le parti che più ci interessano sono ovviamente il gruppo scambiatori in quanto è importante valutare la dipendenza fra le grandezze del circuito caldo e quelle del circuito motore:

Le prime ipotesi che vengono fatte riguardano la stazionarietà del processo: dato che le costanti di tempo del sistema sono molto piccole in confronto al tempo analizzato, si può ritenere valido trascurare i termini dipendenti dal tempo; un'altra ipotesi riguarda i calori specifici a pressione costante: consideriamo un valore medio di essi, valutato mediante delle opportune polinomiali.

Considerando il gruppo degli scambiatori, l'andamento delle temperature è il seguente:

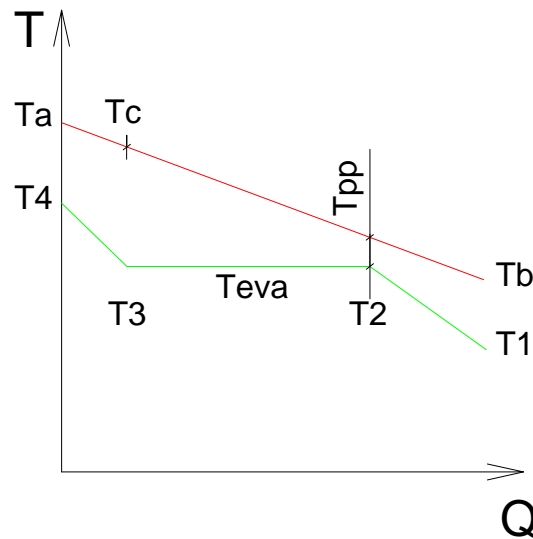


Figura 5.1: Temperature nello Scambiatore

Come è intuibile, l'olio è rappresentato dalla retta rossa mentre l'isobutano dalla spezzata verde. Il bilancio energetico quindi per ogni singolo step (suriscaldatore - evaporatore - economizzatore) trascurando gli effetti transitori vale:

$$Q_{sh} = \dot{m}_{olio} \cdot \bar{c}_{polio1} \cdot (T_a - T_c) = \dot{m}_{R600a} \cdot (h_4 - h_3) \quad (5.1)$$

$$Q_{eva} = \dot{m}_{olio} \cdot \bar{c}_{polio2} \cdot (T_c - (T_{eva} + T_{pp})) = \dot{m}_{R600a} \cdot (h_3 - h_2) \quad (5.2)$$

$$Q_{eco} = \dot{m}_{olio} \cdot \bar{c}_{polio3} \cdot (T_{eva} + T_{pp} - T_b) = \dot{m}_{R600a} \cdot (h_2 - h_1) \quad (5.3)$$

E' utile e interessante valutare l'andamento della temperatura di uscita dell'olio dagli scambiatori T_b e l'entalpia di uscita (e quindi la temperatura) dell'isobutano dal surriscaldatore h_4 , in quanto le altre temperature sono prevalentemente definite: in particolare risultano dati noti, oltre alle portate e ai calori specifici, la temperatura di ingresso dei collettori T_a , la temperatura di evaporazione T_{eva} e la temperatura di pinch-point T_{pp} ¹.

Dalla 5.3 possiamo scrivere:

$$T_{eva} + T_{pp} - T_b = \frac{\dot{m}_{R600a}}{\dot{m}_{olio} \cdot \bar{c}_{polio3}} \cdot (h_2 - h_1) \quad (5.4)$$

Mentre, sommando la 5.1 e la 5.2 e ponendo $\bar{c}_{polio1} + \bar{c}_{polio2} = \bar{c}_{pmed}$ otteniamo:

$$Q_{sh} + Q_{eva} = \dot{m}_{olio} \cdot \bar{c}_{pmed} \cdot (T_a - (T_{eva} + T_{pp})) = \dot{m}_{R600a} \cdot (h_4 - h_2) \quad (5.5)$$

Con riferimento alla 5.4, definisco:

$$A = \frac{\dot{m}_{R600a}}{\dot{m}_{olio}} \quad (5.6)$$

E sostituendo nella 5.5:

$$A = \frac{[T_a - (T_{eva} + T_{pp})] \cdot \bar{c}_{pmed}}{h_4 - h_2} \quad (5.7)$$

Anche nell'equazione 5.4 si inserisce A :

$$T_{eva} + T_{pp} - T_b = \frac{A}{\bar{c}_{pmed}} \cdot (h_2 - h_1) \quad (5.8)$$

¹tale temperatura deve essere imposta ad un valore non inferiore ai 4-5°C in quanto una sua riduzione o addirittura un suo annullamento porta a incongruenze ed errori di valutazione

Arrivati a questo punto, possiamo sostituire A nell'equazione 5.8:

$$T_{eva} + T_{pp} - T_b = [T_a - (T_{eva} + T_{pp})] \cdot \frac{\bar{c}_{p_{med}}}{\bar{c}_{p_{olio3}}} \cdot \frac{h_2 - h_1}{h_4 - h_2} \quad (5.9)$$

Per motivi di semplificazione poniamo $T_u = T_{eva} + T_{pp}$ e ricaviamo l'espressione della temperatura T_b :

$$T_b = [T_u - (T_a - T_u)] \cdot \frac{\bar{c}_{p_{med}}}{\bar{c}_{p_{olio3}}} \cdot \frac{h_2 - h_1}{h_4 - h_2} \quad (5.10)$$

L'unica variabile rimasta indeterminata risulta essere l'entalpia all'uscita del surriscaldatore: la sua evoluzione è lasciata libera. L'unico modo per darne una determinazione, passa tramite l'efficienza del gruppo surriscaldatore-evaporatore, definita come nella sezione 3.3.3²:

$$\eta = \frac{(h_4 - h_2)_r}{(h_4 - h_2)_{iso}} \quad (5.11)$$

Essendo possibile determinare il salto entalpico massimo ed avendo a disposizione la polinomiale che definisce η possiamo a questo punto determinare la temperatura dell'olio T_b :

$$T_b = T_u - [T_a - T_u] \cdot \frac{\bar{c}_{p_{med}}}{\bar{c}_{p_{olio3}}} \cdot \frac{h_2 - h_1}{\eta(h_4 - h_2)_{iso}} \quad (5.12)$$

E sostituendoci la polinomiale $y = 4E - 05x^2 - 0.0164x + 2.4021$:

$$T_b = T_u - [T_a - T_u] \cdot \frac{\bar{c}_{p_{med}}}{\bar{c}_{p_{olio3}}} \cdot \frac{h_2 - h_1}{(4E - 05T_a - 0.0164T_a + 2.4021)(h_4 - h_2)_{iso}} \quad (5.13)$$

La relazione sopra ricavata, si riferisce alla temperatura di uscita dell'olio dal gruppo scambiatori:

²in tale sezione è stata definita l'efficienza del singolo scambiatore, mentre qui definiamo un'efficienza globale che tiene di conto anche dell'evaporatore; la campagna di misura per la determinazione della polinomiale è la medesima della sezione 3.3.3

è interessante valutare l'andamento di tale temperatura in funzione della T_a mantenendo costante le altre variabili: per fare ciò prendiamo dei valori nell'equazione di bilancio che risultano tipici per l'impianto in questione, e soprattutto dipendenti dalla temperatura di evaporazione scelta che è pari a 120 °C.

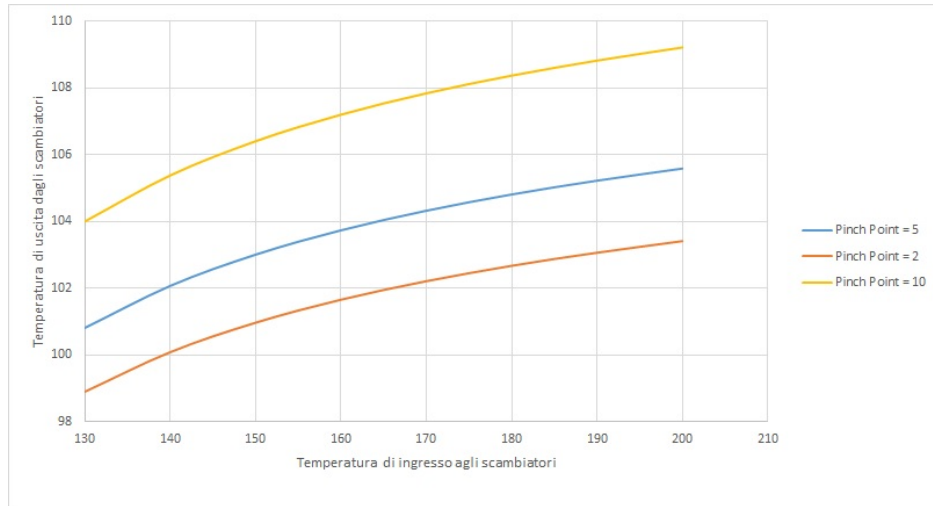


Figura 5.2: Andamento della Temperatura di uscita dagli scambiatori in funzione della T_a

Il grafico è stato fatto variando, oltre alla T_a , il pinch point, partendo da 2 fino ad arrivare a 10. Da questo grafico si può quindi evincere che, dal momento che siamo interessati a sfruttare il più possibile il salto termico fra ingresso e uscita dell'olio nello scambiatore, non possiamo spingerci troppo oltre, pena un pinch-point non attendibile. Risulta quindi immediato valutare le ultime due curve, quelle relative a un pp rispettivamente di 4.5 e 2 °C: se immaginiamo di lavorare con una T_a di 160 °C, nella curva rossa si avrebbe una temperatura di uscita di circa 98 °C mentre con un pp di 4.5 °C una temperatura che si aggira sui 103°C. La scelta quindi automaticamente si dirige verso l'ultima soluzione, ovvero quella rappresentata dalla curva blu: il motivo è immediato e risulta essere legato al fatto che l'impianto non funzionando mai alle stesse condizioni per tutto l'anno, comporta una valutazione del pinch-point molto cautelativa quindi 2°C rischia di essere un valore troppo piccolo; appurato questo fatto si può dire che questa scelta non è penalizzante in quanto la differenza di T_b rispetto alla soluzione con 2°C di pinch-point è di 5 °C.

5.2 Ottimizzazione dell'Ombreggiamento

Un importante fattore da tenere a mente per l'impianto riguarda la superficie occupata dai pannelli a concentrazione: è necessario ottimizzare la superficie utilizzata per aumentare l'energia specifica e quindi riuscire a competere con gli altri impianti simili (es fotovoltaico). L'ipotesi di partenza per questo tipo di impianto è quella in cui si considerano i pannelli non ombreggiati nè da agenti esterni (alberi, edifici limitrofi ecc..) nè dai pannelli stessi; se la prima ipotesi si può ritenere con buona approssimazione valida, la seconda comporterebbe un'elevata superficie occupata in quanto i pannelli dovrebbero essere distanziati l'un l'altro in maniera da ricoprire un ampio spazio totale.

Ecco che, come sarà fatto nell'analisi di producibilità, una volta individuato l'angolo di tilt che ottimizza l'impianto, si accetta di ombreggiare una certa percentuale di pannello per cercare di aumentare l'energia specifica. Per fare ciò si deve procedere in via preliminare ad un'analisi trigonometrica che tenga conto delle grandezze geometriche in gioco.

Graficamente la situazione è schematizzabile nel seguente modo:

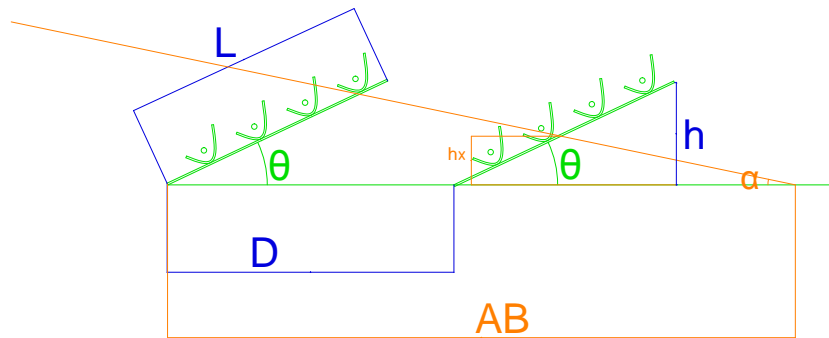


Figura 5.3: Grandezze geometriche nello studio dell'ottimizzazione dell'ombreggiatura

Impostando dei calcoli opportuni, nota la lunghezza L del pannello e fissata la distanza D , possiamo determinare quanto il pannello che sta dietro sia ombreggiato, determinando la variabile h_x :

Innanzitutto dalla figura risultano immediate le seguenti relazioni:

$$h = L \cdot \sin(\theta) \quad (5.14)$$

$$b = L \cdot \cos(\theta) \quad (5.15)$$

Immaginiamo adesso di mettere un sistema di coordinate x,y con l'origine all'inizio del primo pannello e gli assi orientati da sinistra verso destra:

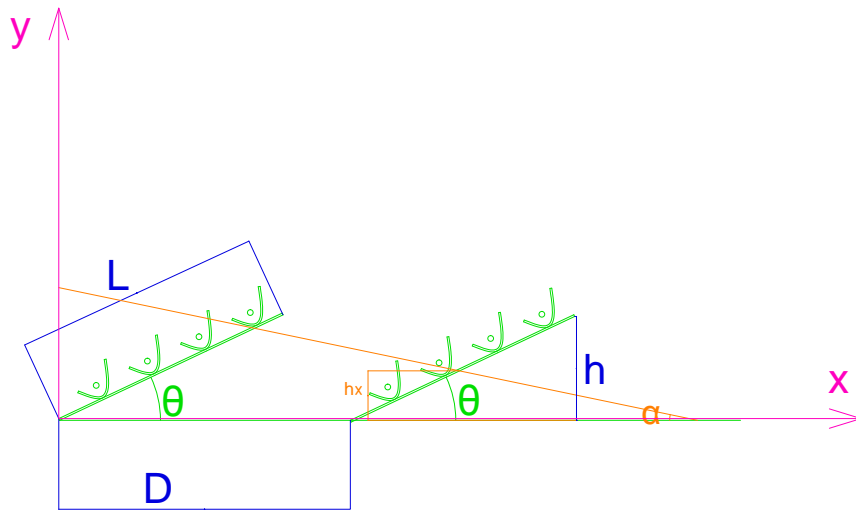


Figura 5.4: Assi Coordinati

I due pannelli possono essere immaginati come due rette di equazione rispettivamente $y_1 = \tan(\theta)x$ e $y_2 = \tan(\theta)(x - D)$.

La retta arancio, che simboleggia la radiazione solare, può anch'essa essere rappresentata come una retta ma di equazione:

$$y_3 = tg(180 - \alpha)(x - L\cos(\theta)) + L\sin(\theta) \quad (5.16)$$

A questo punto possiamo pensare a livello puramente geometrico di trovare il punto di intersezione fra la retta arancio e la y_2 e quindi le coordinate x e y : tale punto al variare di α varierà, come varierà, ovviamente al variare di D . Uguagliando y_2 a y_3 otteniamo che la coordinata x del punto di intersezione risulta essere:

$$x = \frac{tg(180 - \alpha) \cdot L\cos(\theta) - L\sin(\theta) - tg(\theta) \cdot D}{tg(180 - \alpha) - tg(\theta)} \quad (5.17)$$

In tal modo è possibile quindi, scelta la distanza reciproca fra i pannelli, valutare quanto il pannello che sta nella fila dietro risulta essere ombreggiato in quanto la conoscenza della coordinata x permette l'immediata valutazione del tratto di ipotenusa del pannello mediante una semplicissima relazione trigonometrica.

5.3 Le Tabelle Solari

All'interno di AMESim, è necessario inserire le tabelle contenenti le informazioni sulla radiazione solare alla latitudine considerata e al mese considerato; Per quanto riguarda la latitudine, è stato preso come luogo di riferimento, la provincia di Lucca, le cui coordinate sono **43°51'100"N 10°31'00"E**; per quanto riguarda i mesi, come già detto nel capitolo 1, viene scelto un giorno di riferimento nel quale la declinazione è uguale a quella media mensile: la tabella sotto riportata indica quali siano i giorni di riferimento che sono stati presi per la stima della radiazione solare:

Mese	Giorno Dell'Anno	Data
GEN	17	17 Gennaio
FEB	47	16 Febbraio
MAR	75	16 Marzo
APR	105	15 Aprile
MAG	135	15 Maggio
GIU	162	11 Giugno
LUG	198	17 Luglio
AGO	228	16 Agosto
SET	258	15 Settembre
OTT	288	15 Ottobre
NOV	318	14 Novembre
DIC	344	10 Dicembre

In questi giorni sono stati determinati: il valore dell'azimut, il valore dell'altezza solare e la radiazione al suolo su superficie orizzontale, sempre riferendosi alle latitudini considerate e utilizzando le relazioni del capitolo 1. Per quanto riguarda la radiazione solare, quest'ultima è stata ipotizzata come se il cielo fosse completamente sereno, senza quindi tenere di conto di eventuali annuvolamenti. Questa metodologia è servita come prima analisi per determinare quale sia la configurazione di impianto migliore³, mentre successivamente sono state prese in considerazioni le radiazioni medie giornaliere relative al giorno di riferimento di ogni mese. In particolare per la valutazione della radiazione viene utilizzato un metodo proposto da **Chaabene e Annabi**[10] che si propone, partendo dalla conoscenza dell'energia globalmente incidente su di una superficie orizzontale ad una determinata latitudine, di determinare il valore della radiazione media mensile; il metodo è il seguente:

³Per i dettagli si veda la sezione 1.5.3

Occorre come primo step determinare il valore dell'energia media espressa in $kWh/m^2/day$, relativa alla località in esame:

Mese	Energia solare incidente giornalmente $kWh/m^2/day$
Gennaio	1.55
Febbraio	2.41
Marzo	3.56
Aprile	4.75
Maggio	5.98
Giugno	6.67
Luglio	6.84
Agosto	5.91
Settembre	4.52
Ottobre	2.93
Novembre	1.73
Dicembre	1.3

Tramite la seguente relazione ci calcoliamo l'ora di alba e l'ora di tramonto per ogni giorno significativo:

$$GMT = 12 - Et + [L + \epsilon \cos^{-1}(tg(\phi)tg(\delta))]/15 \quad (5.18)$$

Dove:

$$Et = \text{Equazione del tempo} = 0.123\cos(N+87) - \{\text{sen}[2(N+10)]\}/6 \quad (5.19)$$

$$\delta = \text{Codeclinazione} = 23.5\cos(N+10) \quad (5.20)$$

$$N = \text{Numero Giorni Per Mese} = 0.988[D + 30.3(M-1)] \quad (5.21)$$

$$\epsilon = +1 \text{ Per l'alba} \quad -1 \text{ Per il Tramomnto} \quad (5.22)$$

Inoltre L è la longitudine ϕ la latitudine, D è il giorno del mese (ad esempio il 17 gennaio) e M è il numero del mese (1= gennaio).

Per stimare la radiazione media giornaliera, dall'alba al tramonto viene utilizzata una distribuzione sinusoidale:

$$I(t) = I_{max} \sin\left(\frac{\pi t}{\Delta T}\right) \quad (5.23)$$

dove ΔT altro non è che la lunghezza del giorno ($GMT_{tramonto} - GMT_{alba}$); $t = 0$ per l'ora di alba e I_{max} è il valore di $I(t)$ per $t = \frac{\Delta T}{2}$. Sapendo che l'energia media giornaliera incidente su di una superficie è uguale al seguente integrale:

$$G = \int_0^{\Delta T} I_{max} \sin\left(\frac{\pi t}{\Delta T}\right) dt \quad (5.24)$$

determiniamo la radiazione massima e quindi la funzione sinusoidale, in tal modo:

$$I_{max} = \frac{\pi G}{2\Delta T} \quad (5.25)$$

$$I(t) = \frac{\pi G \sin\left(\frac{\pi t}{\Delta T}\right)}{2\Delta T} \quad (5.26)$$

Con questa metodologia sono state stimate le radiazioni medie giornaliere valide per tutto il mese che tengono quindi di conto di fenomeni di nuvolosità, pioggia e umidità, basandosi su dati meteorologici. Queste tabelle sono utili per determinare l'effettiva producibilità dell'impianto; le radiazioni massime ottenute per Lucca sono riportate nella tabella di pagina successiva:

Mese	Radiazione Massima W/m^2
Gennaio	266.6
Febbraio	368.5
Marzo	474.6
Aprile	561.8
Maggio	643.1
Giugno	724.7
Luglio	720.8
Agosto	674
Settembre	576.4
Ottobre	427.5
Novembre	286.8
Dicembre	232.2

La prima analisi, condotta mediante la metodologia descritta nella sezione 1.5.3, serve per verificare le condizioni di massima efficienza dell'impianto; nella figura successiva si riporta il valore della radiazione dei mesi di dicembre e giugno ottenuta con il primo metodo e con il secondo metodo:

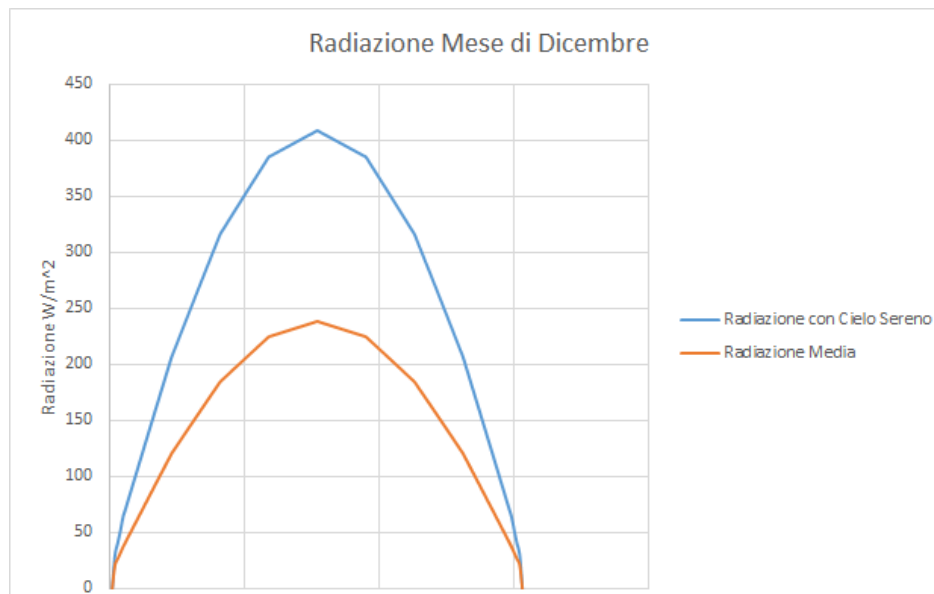


Figura 5.5: Radiazione Solare Mese Di Dicembre

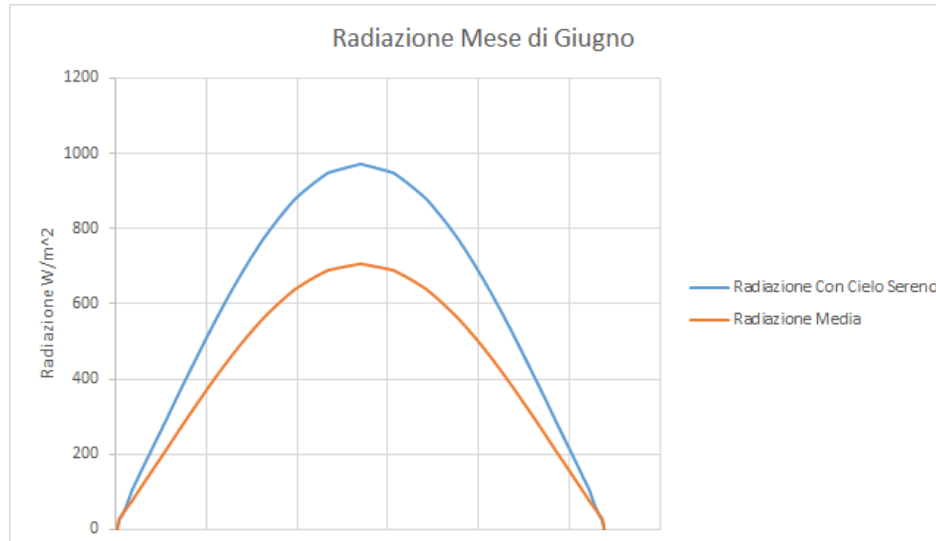


Figura 5.6: Radiazione Solare Mese Di Giugno

Possiamo notare come il metodo che tiene di conto della nuvolosità penalizzi molto le prestazioni dell'impianto fornendo però una visione del sistema più realistica.

Oltre alle tabelle solari, sono state inserite nel simulatore anche quelle relative alle temperature medie che si verificano nella località in esame; tali temperature, reperite da database, forniscono un valore orario per tutte le 24 ore del giorno di riferimento mensile.

5.4 Il Multiplo Solare

Tale coefficiente è definito come il rapporto fra **la potenza utile massima ceduta dall'olio** e **la potenza nominale termica dell'impianto quando l'espansore gira a 1500 rpm** che vale 85 kW_{th} .

Esso è un parametro oggetto di accurata ottimizzazione tecnico-economica in sede di progettazione: infatti un multiplo solare maggiore di 1 determina un corrispondente sovradimensionamento del campo solare con conseguente aumento dei costi; però essendo la radiazione quasi sempre minore rispetto a quella di progetto, con un multiplo solare pari a 1, le condizioni nominali si avrebbero per poche ore annuali. La tendenza quindi è quella di spostarci a valori superiori all'unità in modo tale da estendere le condizioni di funzionamento nominali a più ore annuali grazie alla maggiore superficie captante rispetto alla sezione di potenza. All'aumentare del MS aumenta an-

che il rendimento medio dell'impianto termico, il suo fattore di utilizzazione e, ovviamente la produzione annuale di energia elettrica; di contro si hanno aumenti nei costi di costruzione dell'impianto: ecco che quindi è necessario scegliere un valore che minimizzi i costi massimizzando l'energia prodotta e le ore equivalenti di funzionamento nominale: il valore scelto è pari a **1.77** e sarà mantenuto costante per tutte le configurazioni di impianto.

5.5 Grandezze Misurate

Per determinare quale sia la migliore configurazione impiantistica, vengono messe a confronto varie grandezze che permettono di definire la performance dell'impianto.

La variabile che viene presa in considerazione è l'**angolo di tilt**: verranno confrontate le soluzioni con tilt di 15-25-35-45 gradi, valutando, a parità di multiplo solare e di concentrazione le seguenti grandezze:

- **Energia Globalmente Captata kWh** : è l'energia che viene captata dai collettori solari per ogni mese.
- **Energia Raccolta Dal Campo kWh** : differisce dalla precedente poiché risulta essere l'energia che viene assorbita realmente dal fluido caldo
- **Energia Utile kWh** : risulta essere l'energia fruibile ai morsetti di uscita dell'impianto
- **Energia Assorbita dagli Ausiliari kWh** : quantifica l'energia che viene assorbita dalle pompe e dal condensatore (in quanto gli altri ausiliari sono considerati trascurabili)
- **Potenza Netta Massima kW** : è la potenza di picco raggiunta dall'impianto
- **Potenza Lorda Massima kW** : risulta essere la massima potenza prodotta dall'impianto senza considerare gli assorbimenti degli ausiliari
- **Energia Annualmente Captata kWh** : risulta essere la somma di tutte le energie captate mensilmente
- **Energia Annuale Raccolta kWh** : è, anch'essa la somma di tutte le energie mensili che vengono cedute all'olio

- **Energia Annuale Prodotta kWh :** è la somma di tutte le energie utili
- **Energia Su m^2 di collettore KWh/m^2 :** è l'energia annuale prodotta divisa per la superficie captante
- **Energia Prodotta per tubo $KWh/tubo$:** noto il numero totale dei tubi presenti nell'impianto, si divide l'energia utile totale per tale valore.
- **Efficienza Annuale Collettori:** è il rapporto fra l'energia annualmente raccolta e quella captata.
- **Efficienza ORC Annuale:** è il rapporto fra l'energia annualmente prodotta e quella raccolta
- **Efficienza Totale:** è il prodotto fra le efficienze appena definite
- **Ore Equivalenti h :** è il rapporto fra l'energia annuale prodotta e la potenza di picco annuale
- **Superficie Occupata Dal Campo Solare m^2 :** dipende dalle file di collettori in parallelo che scegliamo: il numero delle file è scelto in maniera tale da mantenere il multiplo solare entro il valore stabilito.
- **Energia Specifica kWh/m^2 :** è il rapporto fra l'energia annuale prodotta e la superficie occupata dal campo solare

5.6 Le Simulazioni

5.6.1 Simulazione con Radiazione Massima

Come prima simulazione, si sceglie un angolo di tilt di 15 gradi: per angolo di tilt si intende quello che la superficie del pannello forma con l'orizzontale:

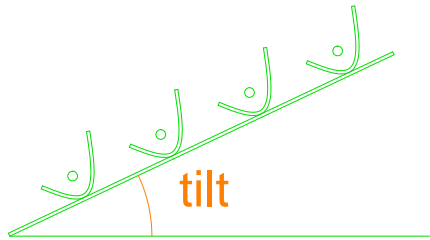


Figura 5.7: Angolo di Tilt

Successivamente aumentando il tilt di 10 gradi fino a trovare la configurazione che massimizzi l'energia utile annualmente prodotta dall'impianto: ovviamente, come detto in precedenza, la radiazione risulta essere quella a cui corrisponde un cielo sereno. Nelle pagine successivamente si riportano i risultati ottenuti in tabella al giorno di riferimento.

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 15 °							
Numero di File in Parallelo = 120 $\alpha_{min} = 21.9$							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	530	200.6	24.4	6.3		13.4	
Febbraio	1024.7	431.5	59.5	13.8		16.8	
Marzo	1458.5	645.8	94.7	22.1		19.7	
Aprile	2020	927.8	136.9	30.7		21.6	
Maggio	2334.3	1089.9	156.7	37.7		22.1	
Giugno	2424.6	1144.7	154.5	40.1		21.2	
Luglio	2384.6	1131.5	148.4	39.8		20.4	
Agosto	2098.9	993.2	127.4	35.1		19.5	
Settembre	1814.5	834.9	114.7	29.2		19.4	
Ottobre	1307	572.9	80.3	19.3		17.2	
Novembre	769.7	306.7	40.6	10.5		14.2	
Dicembre	381.5	134.1	14.2	4.5		12.5	

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 25 °							
Numero di File in Parallelo = 120 $\alpha_{min} = 11.9$							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	1258.12	536.3	79	17		17.8	
Febbraio	1471.6	651.4	94.5	20.7		19.5	
Marzo	1897.7	859.8	128	29.3		21.8	
Aprile	2237.2	1028.43	152.8	35.1		23.1	
Maggio	2424.6	1124.6	161.6	39		22.7	
Giugno	2447.4	1161.57	155	41		21.1	
Luglio	2443.2	1160	150.3	41		20.7	
Agosto	2285.6	1096.2	140.1	39.3		20.4	
Settembre	2138.6	1008	137.3	35.7		20.8	
Ottobre	1759	791	114	27.3		20	
Novembre	1316	571.17	82.6	18.4		18	
Dicembre	932.6	394	54.3	12.2		16	

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 35 °							
Numero di File in Parallelo = 126 $\alpha_{min} = 1.87$							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	1855.4	843.6	124.6	27.1		21.6	
Febbraio	2040.8	943.5	136.3	31.3		22.8	
Marzo	2324.8	1083	158.3	36		24.2	
Aprile	2432.7	1133.7	164.8	39		24.3	
Maggio	2338.6	1082.1	154.9	37.5		22.9	
Giugno	2394.2	1109.3	148.2	38.8		21.1	
Luglio	2402.6	1120.3	145.7	39.4		21	
Agosto	2437.23	1159.8	147.2	41.5		21.3	
Settembre	2366.4	1102.2	151.6	38.5		22.6	
Ottobre	2211.5	1008.7	145.8	34.8		22.6	
Novembre	1914.7	875.8	127	29.4		21.6	
Dicembre	1780.6	810	118.1	26.2		20.7	

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 45 °							
Numero di File in Parallelo = 120 $\alpha_{min} = -8.13$							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	2090.4	934	141.2	31.4		22.2	
Febbraio	2203.5	998	147.8	33.8		23	
Marzo	2245.8	1022	153	34.8		23.6	
Aprile	2355.5	1039	134	36.6		20	
Maggio	2002.8	899	127	31		21.2	
Giugno	2049.8	901	135	30.2		22	
Luglio	2078	950	124	33.2		19	
Agosto	2197	1018	131.6	35.8		19.7	
Settembre	2229.5	1031.7	143.2	36		21.6	
Ottobre	2222.2	1016	148.1	35		22.5	
Novembre	1986.4	900.2	134.2	30.7		22.2	
Dicembre	1937.1	895.7	115.4	31.5		18.6	

Analizzando i risultati ottenuti, possiamo ricavare i parametri annuali che sono stati citati nelle pagine precedenti:

	15°	25°	35°	45°
En glob Captata MWh	56.5	68.8	80.6	77.4
En racc Annuale MWh	26.6	31.6	37.3	35.3
En Annuale Prodotta MWh	35.1	44.2	52.4	49.7
En su m^2 di Collettore kWh/m^2	117.3	147.78	166.81	166.1
En per Tubo $kWh/tubo$	523	637.4	711	717
Eff Annuale Collettori %	45.37	45.92	46.31	45.55
Eff ORC Annuale %	13.69	13.98	14.03	14.08
Ore Equivalenti h	1624.82	1913.72	2156.3	2105.7
En specifica kWh/m^2	73.94	52.37	10.12	8.1

Le ore equivalenti in questo caso non sono attendibili come parametro in quanto non si riferiscono a un valore di radiazione media, bensì considerano un cielo completamente sereno.

L'energia specifica, come detto in precedenza, è riportata alla superficie occupata dal campo solare, tale grandezza è stata determinata partendo dalla conoscenza della lunghezza di un singolo vetro, dal numero di collettori per pannello, dal tilt e dal valore di α_{min} .

Il vetro è largo **0.185 metri**, i collettori in un pannello sono 9, distribuiti in 3 file da 3, per cui il numero di file di collettori per pannello è **3**; da questi due valori, otteniamo la lunghezza l del pannello che vale **0.555 metri**; a seconda dei valori del tilt, dell' α_{min} e del numero delle file in parallelo si determina la superficie totale cercando di ottenere un campo solare che sia il più quadrato possibile, nel senso che la differenza fra la lunghezza Est-Ovest e quella Nord-Sud, risulti minima:

Tilt	Superficie Campo [m^2]
15	474.7
25	844.1
35	5176.2
45	6200

Le superfici ottenute, sono state calcolate considerando che ogni pannello non venga ombreggiato da quello successivo, questo comporta valori molto elevati specie per le due soluzioni con tilt di 35 e 45 gradi.

Le superfici dei pannelli, invece valgono:

Tilt	Superficie Totale Collettori [m^2]
15	299.2
25	299.3
35	314.1
45	299.2

Analizzando i risultati ottenuti dalle tabelle, si vede che con angoli di tilt bassi, la produzione di energia nei mesi invernali è bassa, mentre nei mesi estivi è alta: ciò è dovuto al fatto che il sole si trova basso nei mesi invernali e quindi un angolo di tilt troppo basso comporta una bassa captazione di energia:

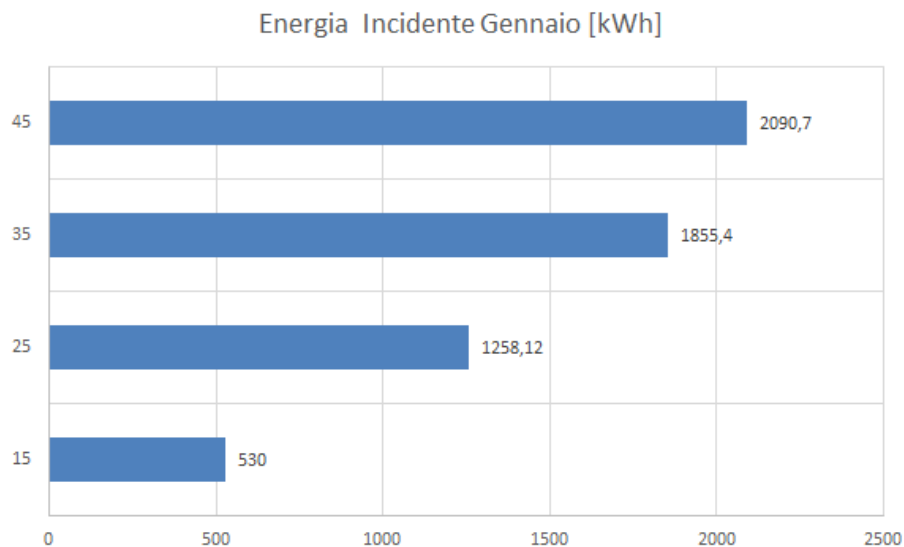


Figura 5.8: Confronto fra le energie incidenti al 17 Gennaio

Poiché siamo orientati verso una producibilità annuale più alta, si esclude a priori **tilt = 15**, soluzione che porta ad una producibilità comunque limitata a 35 MWh annuali.

Passando a tilt superiori, si vede che la massima producibilità annuale si ottiene per un **tilt = 35°** e vale circa **53 MWh**;

anche la soluzione con **tilt = 45°** porta ad una buona produzione (**circa 50 MWh**) avendo inoltre, rispetto alla soluzione con 35°, una producibilità maggiore nei mesi più invernali.

Ciò che però penalizza le due soluzioni è l'eccessiva superficie utilizzata: per

risolvere questo problema è stato pensato di avvicinare i pannelli ad una distanza minima accettando un ombreggiamento parziale dello stesso: la distanza minima fissata⁴ è di 80 cm e con tale valore otteniamo per le due soluzioni una sostanziale riduzione della superficie del campo passando da 5176 m² a 800 m² per **tilt 35** e da 6200 m² a 750 m² per il **tilt 45**; questa riduzione di superficie porta con se un aumento dell' α_{min} per i due pannelli: in entrambi i casi la prima fila di collettori verrà ombreggiata per un certo periodo, iniziando a captare energia soltanto dopo un determinato angolo di **inizio soleggiamento** che per la soluzione 35° vale $\alpha_{min} = 18$ e per la soluzione 45° vale $\alpha_{min} = 23$: risulterà quindi interessante valutarne la producibilità di entrambi utilizzando la radiazione media suggeritaci da[10]. Per quanto riguarda il **tilt 25°** esso, contribuendo con una producibilità pari a **44 MWh** ma soprattutto con una superficie del campo solare senza che nessun pannello risulti ombreggiato pari a **844 m²**, può risultare un'interessante soluzione da analizzare con la radiazione media.

5.6.2 Simulazione con la Radiazione Media

Utilizzando i soliti parametri di simulazione (multiplo solare, concentrazione del collettore, temperatura massima dell'olio), si prendano le radiazioni medie ottenute nella sezione precedente, di cui si riportano in tabella i valori massimi:

Mese	Radiazione Massima W/m ²
Gennaio	266.6
Febbraio	368.5
Marzo	474.6
Aprile	561.8
Maggio	643.1
Giugno	724.7
Luglio	720.8
Agosto	674
Settembre	576.4
Ottobre	427.5
Novembre	286.8
Dicembre	232.2

Considerando per i due casi **tilt 35** e **tilt 45** la prima fila di ogni collettore ombreggiata (tranne quella in cima) otteniamo i seguenti risultati:

⁴distanza minima di camminamento di un operatore per poter fare una qualsiasi operazione di manutenzione

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 25 ° Radiazione Media Numero di File in Parallelo = 120 $\alpha_{min} = 11.9$							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	776.7	283.2	35	9.2	8.9		
Febbraio	984.1	389.3	50.11	12.5	11.2		
Marzo	1294.6	527.7	72.4	18	13.2		
Aprile	1531.7	628	87	21.4	14		
Maggio	1706.4	725.5	99.8	25	15		
Giugno	1779	788.5	101.6	28	14.8		
Luglio	1878.4	848.5	107.7	30.1	15.6		
Agosto	1770	804.2	100.8	29	15.5		
Settembre	1630	706.3	95.3	24.3	15.3		
Ottobre	1243.4	486.5	67.2	17	12.7		
Novembre	814	306	37.7	10.11	9.3		
Dicembre	545	192.5	21.4	6.2	7.6		

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 35 ° Radiazione Media							
Numero di File in Parallelo = 126 $\alpha_{min} = 18$ per la prima fila; $\alpha_{min} = 1.87$ per le restanti 2 file							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kWh	
Gennaio	1006.4	380.2	49	12.2		11.3	
Febbraio	1310	527.7	70.4	17.3		13.3	
Marzo	1535.8	636.4	89.11	21		15	
Aprile	1620.7	669.7	93.7	23		15	
Maggio	1465.4	598.5	79.9	20.7		12.2	
Giugno	1736.4	743.3	96.7	26		14.7	
Luglio	1848.7	811.6	104.2	28.3		15.7	
Agosto	1868.2	843.7	105.1	30		16	
Settembre	1789.4	780.6	105.2	27.2		16.7	
Ottobre	1474	613.5	84	21.2		14.8	
Novembre	1072.4	414.7	53.3	13.8		11.3	
Dicembre	890.9	331.7	40.8	10.7		10	

Valori Giornalieri Angolo di Tilt = 45 ° Radiazione Media							
Numero di File in Parallelo = 120 $\alpha_{min} = 23$ per la prima fila; $\alpha_{min} = -8.13$ per le restanti 2 file							
Mese	En Incidente kWh	En Rac dal Campo kWh	En Utile kWh	En Aux kWh	Pot Netta	Max kW	
Gennaio	1020.93	385.3	48	12.7		11.6	
Febbraio	1260	507.3	66.2	17.03		13.4	
Marzo	1411.76	583.7	80.5	19.9		14.5	
Aprile	1463.4	611.4	77.5	21.4		12.3	
Maggio	1401.1	578.8	77	20		14.2	
Giugno	1478.2	598.2	83.1	20		14.6	
Luglio	1592	706.7	87.2	25.3		25.3	
Agosto	1647	726	91.2	25.5		14.9	
Settembre	1657	726	97.6	25.3		16	
Ottobre	1457	614.1	83.8	21.2		14.8	
Novembre	979.2	375.4	46.7	12.8		11.7	
Dicembre	904.6	373.5	37.9	14.15		9.8	

Per quanto riguarda le soluzioni che prevedono un ombreggiamento parziale del pannello (tilt 35 e tilt 45) è stata condotta un'ulteriore analisi con lo scopo di determinare l'ingresso e l'uscita del fluido dal pannello:

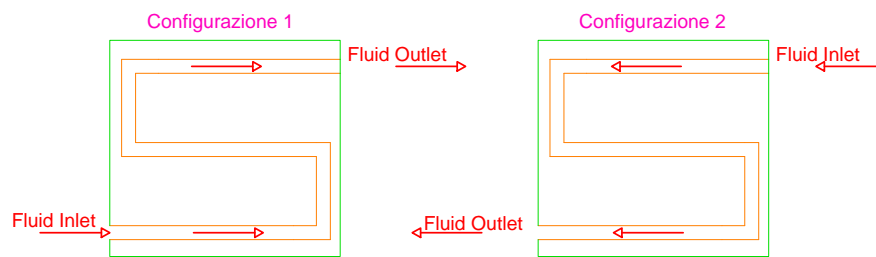


Figura 5.9: Tipologie di ingresso fluido considerate

La seconda configurazione (vedi figura 5.9) comporta, soprattutto nei mesi invernali, un raffreddamento del fluido in quanto essendo la prima fila ombreggiata fino a un determinato α quest'ultima riceve calore dall'olio che risultata caldo per merito delle altre due file; la perdita di energia utile vale circa lo **0.16 %** nei mesi invernali, mentre in quelli estivi risulta praticamente trascurabile; prendiamo come riferimento per le simulazioni **la configurazione 1**, che fornisce i risultati delle tabelle riportate nelle pagine precedenti.

I risultati annuali ottenuti sono riportati nella tabella successiva:

	25°	35°	45°
En glob Captata MWh	48.5	53.6	49.5
En racc Annuale MWh	20.4	22.4	20.7
En Annuale Prodotta MWh	26.6	29.6	26.7
Superficie tot Collettori m^2	299.2	314.2	299.2
En su m^2 di Collettore kWh/m^2	89.2	94.08	89.16
Numero Tubi	1080	1134	1080
En per Tubo $kWh/tubo$	449.3	472.6	458.4
Eff Annuale Collettori %	41.97	41.74	41.72
Eff ORC Annuale %	13.1	13.21	12.91
Ore Equivalenti h	1172	1290	1132
Superficie Totale Campo Solare m^2	844	800	750
En specifica kWh/m^2	31.61	36.94	35.57

Analizzando i risultati ottenuti si nota come la configurazione con **tilt** 35° dia i migliori risultati; è importante che l'impianto sfrutti al meglio la superficie captante, infatti è proprio la soluzione scelta a fornire i migliori risultati specifici relativi a m^2 di superficie captante, rispetto al numero dei tubi e rispetto alla superficie totale del campo solare. La soluzione con **tilt** 25° fornisce prestazioni penalizzanti nei mesi invernali, mentre il **tilt** 45° nonostante fornisca buoni risultati nei mesi invernali, ha una producibilità inferiore rispetto alla soluzione scelta in quanto il fatto di avere un α_{min} di alba della prima fila dei collettori maggiore rispetto a quello con tilt 35, lo rende meno performante: se avessimo scelto un α_{min} pari a quello della soluzione con tilt 35, l'ombreggiamento avrebbe coinvolto circa l'82% del pannello, percentuale che rende praticamente non produttivo lo stesso. Per quanto riguarda le ore equivalenti, **1290 circa**, l'impianto produce soltanto per il 22 % dell'anno intero.

5.6.3 Risposta Dinamica ai Disturbi

Una delle peculiarità di questo impianto, che lo distinguono dal fotovoltaico, risulta essere quello di avere un'inerzia termica che ne impedisce lo spegnimento qualora ci sia un improvviso e temporaneo annuvolamento: si vuole in questa sezione, testare, sulla soluzione con **tilt** = 35° quale sia la risposta dinamica dell'impianto in alcuni casi:

- **Caso 1** = Annuvolamento provvisorio della durata di due ore
- **Caso 2** = Annuvolamento provvisorio della durata di mezz'ora
- **Caso 3** = Annuvolamento permanente dalle ore 10.00 fino alla fine della giornata
- **Caso 4** = Annuvolamento permanente dalle ore 12.00 fino alla fine della giornata
- **Caso 5** = Annuvolamento permanente dalle ore 16.00 fino alla fine della giornata

Per ogni caso sono stati analizzati i mesi di Giugno e Dicembre, ritenuti come riferimento per come migliore e peggiore prestazione di impianto, utilizzando le tabelle solari con la radiazione massima con cielo sereno, modificandola opportunamente quando si prevede l'esistenza di una copertura nuvolosa, considerando una radiazione di 300 W/m^2 per i casi 1 e 2 e di 200 W/m^2 per quanto riguarda gli altri casi, in accordo con la tabella seguente:









Radiazione solare	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
								
Globale	1000 [W/m ²]	600 [W/m ²]	500 [W/m ²]	400 [W/m ²]	300 [W/m ²]	200 [W/m ²]	100 [W/m ²]	50 [W/m ²]
Diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
Diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 5.10: Tabella Riduzione Radiazione Solare

Caso 1

Si consideri il periodo ombreggiato quello che va dalle 11.00 alle 13.00: l'andamento della radiazione nel mese di dicembre vale:

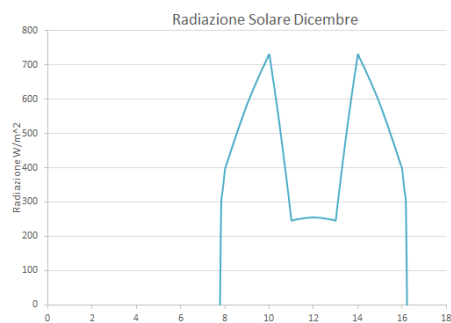


Figura 5.11: Radiazione Al 10/12

Mentre per il mese di giugno:

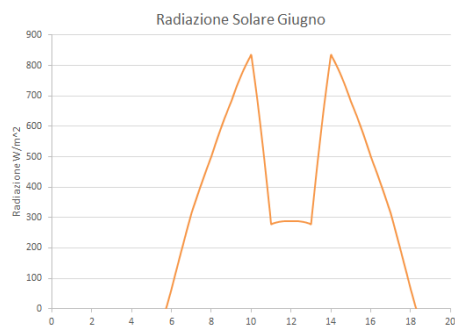


Figura 5.12: Radiazione Al 11/6

La potenza prodotta dall'impianto subisce una modifica rispetto al normale andamento ed è visualizzabile nelle figure successive:

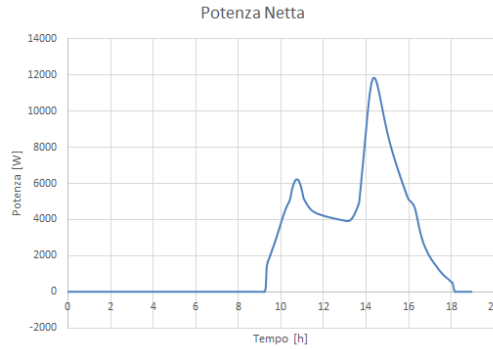


Figura 5.13: Andamento Della Potenza Netta a Dicembre

Quando la nuvola è presente, la potenza cala bruscamente senza però azzerare il suo valore: quando ritorna il cielo sereno, l'impianto inizia immediatamente ad erogare potenza fino ad azzerarsi una volta che il sole è tramontato (le 18.00 circa). Nel mese di giugno l'andamento è simile ma i valori della potenza sono molto più alti in quanto la radiazione è maggiore:

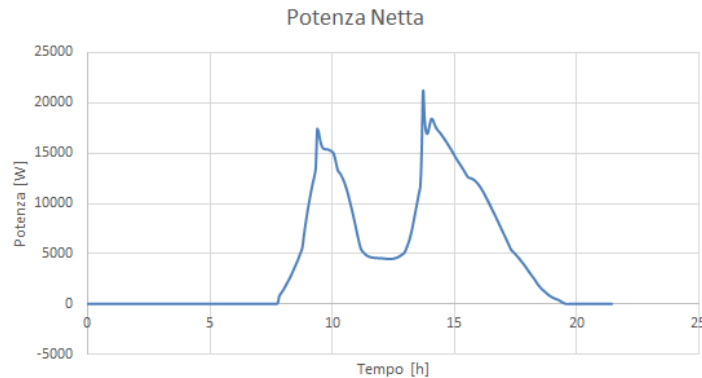


Figura 5.14: Andamento Della Potenza Netta a Giugno

La temperatura di uscita dell'olio dal circuito dei collettori subisce, ovviamente, una deflessione causata dall'abbassamento della radiazione: questo effetto quindi si ripercuote sulla produzione di potenza:

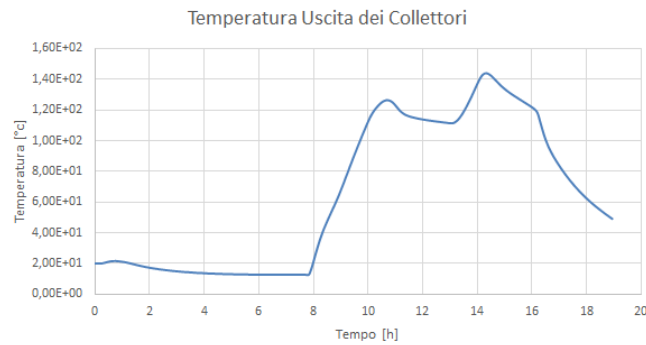


Figura 5.15: Temperatura Uscita Dei Collettori a Dicembre

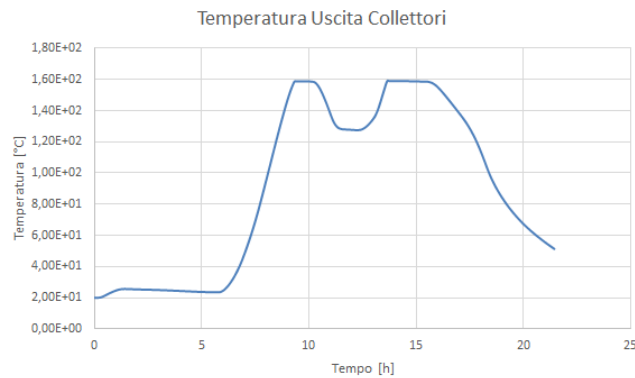


Figura 5.16: Temperatura Uscita Colettori a Giugno

A differenza del mese di Dicembre, a Giugno nonostante le due ore di annuvolamento, l'impianto riesce a raggiungere la temperatura di set-point ovvero 160°C : questo significa che l'inerzia termica dell'impianto ne impedisce il raffreddamento e quindi la produzione di potenza, anche se in misura ridotta è presente.

Nel giorno di dicembre preso come riferimento, l'energia utilmente prodotta ammonta a **43 [kWh]** mentre con cielo sereno ammonta a **92.8 [kWh]**, quindi con 2 ore di nuvole si ha una riduzione di energia utile del 53.3 %; a giugno invece si ha un'energia utile prodotta di **98.1 [kWh]** e con cielo sereno **147.1 [kWh]**, con una riduzione percentuale del 33 %; quindi, nei mesi più caldi, per effetto sia della maggior radiazione incidente che per la temperatura media ambientale, l'effetto di un annuvolamento si fa sentire meno rispetto ai mesi invernali, dove a causa della temperatura ambiente e della radiazione

bassa, l'effetto delle nuvole è più marcato, effetto che comunque non causa il raffreddamento totale dell'impianto e quindi la produzione (seppur minima) di potenza.

Caso 2

Per un sistema nuvoloso che ombreggia l'impianto per mezz'ora, la potenza netta di quest'ultimo nei periodi considerati ha il seguente andamento:

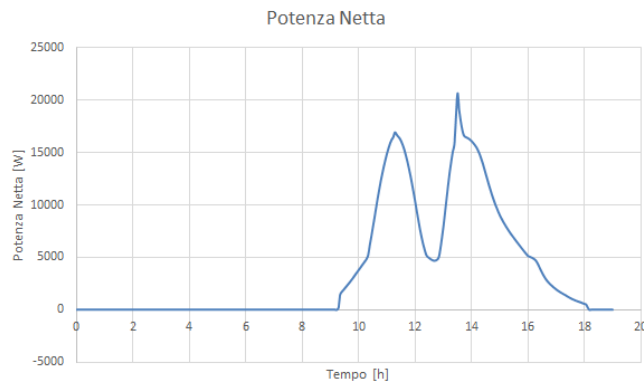


Figura 5.17: Potenza Netta a Dicembre

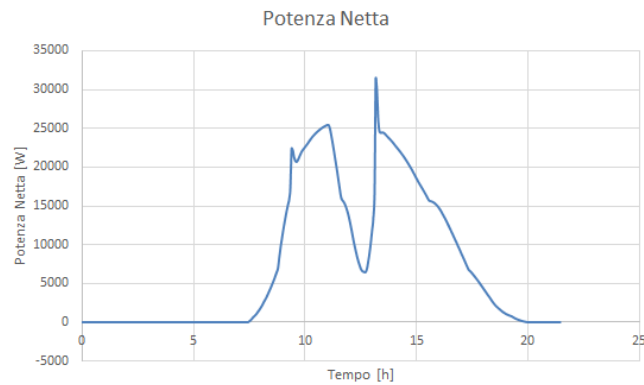


Figura 5.18: Potenza Netta a Giugno

Si nota come nonostante l'ombreggiamento sia temporaneo la potenza ne

risenta, risalendo comunque una volta terminato l'ombreggiamento. Anche la temperatura di uscita dei collettori subisce un raffreddamento:

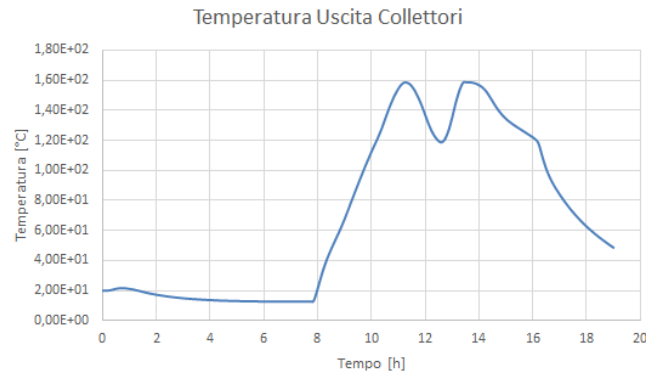


Figura 5.19: Temperatura Uscita Collettori a Dicembre

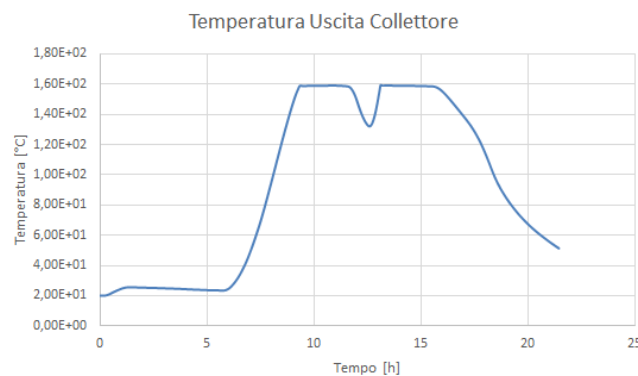


Figura 5.20: Temperatura Uscita Collettori a Giugno

A Dicembre, la mezz'ora di ombra produce un raffreddamento dell'olio di circa **40°C** mentre nel mese di Giugno il raffreddamento è la metà, circa **20°C**. Possiamo quindi dire che l'effetto ombreggiante è parziale e che l'impianto si mantiene comunque caldo mantenendo comunque la temperatura dell'olio sopra i **120°C**: l'energia utile al 10 Dicembre risulta essere **71.14 kWh** contro i **92.8 kWh** con cielo sereno, riducendosi quindi del **23 %**; a Giugno invece la situazione migliora notevolmente per gli stessi motivi citati nel **Caso 1**: infatti l'energia utile prodotta vale **126.4 kWh**, mentre per cielo sereno vale

147.1 kWh, riducendosi quindi del 14 %.

Caso 3, Caso 4 e Caso 5

L'annuvolamento permanente è stato conglobato in quanto è interessante confrontare i diversi effetti.

La potenza netta giornaliera a Dicembre nei tre casi è riportata nel seguente grafico:

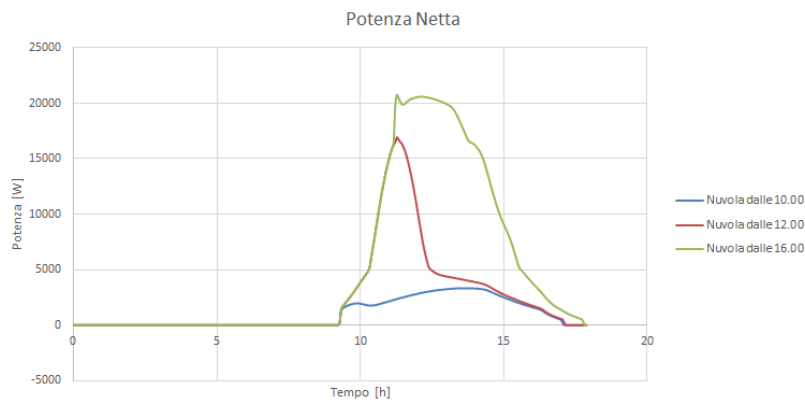


Figura 5.21: Potenza Netta a Dicembre

E' possibile notare che nonostante il cielo sia coperto l'impianto continua ad erogare potenza (seppur diminuita) durante l'arco della giornata: in particolare se il cielo diventa coperto dalle 10.00 del mattino (curva blu) l'impianto eroga una potenza che non supera i **4 kW**; se il sistema nuvoloso ombreggia l'impianto dalle 12.00 in poi (curva rossa) cala l'erogazione della potenza e nell'arco di un'ora arriva a fornire una potenza di circa **5 kW**, allineandosi poi all'andamento della curva blu.

Infine la curva verde che simula l'andamento del sistema nuvoloso dalle 16.00 in poi non ne risente tanto in quanto a quell'ora nel mese di Dicembre la radiazione solare risulta essere bassa.

A Giugno la situazione è la seguente:

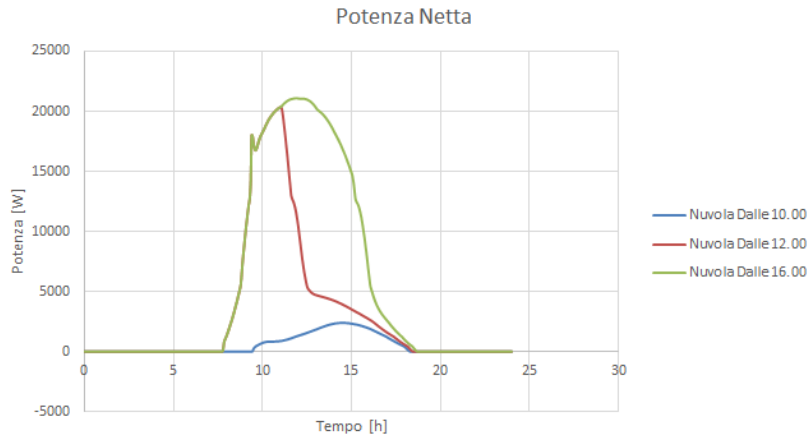


Figura 5.22: Potenza Netta a Giugno

Dal punto di vista della potenza, l'impianto a Giugno non varia molto rispetto a Dicembre per quanto riguarda la configurazione del **Caso 3** (curva blu) mentre aumenta le prestazioni negli altri due casi sia a causa della maggior radiazione e della temperatura, sia a causa delle maggiori ore di luce del mese di Giugno.

L'energia utile nei tre casi confrontata con il caso senza ombreggiamento, è riportata nella tabella sottostante:

Dicembre

	Energia Utile [kWh]	Energia Utile con Cielo Sereno [kWh]
Caso 3	12	92.8
Caso 4	42	92.8
Caso 5	90.2	92.8

Giugno

	Energia Utile [kWh]	Energia Utile con Cielo Sereno [kWh]
Caso 3	18	147.1
Caso 4	75.5	147.1
Caso 5	134.04	147.1

Nel mese di dicembre, l'effetto dell'annuvolamento dalle ore 16.00 in poi non ha molto effetto poiché il sole tramonta poco: infatti l'energia utile giornaliera vale circa 90 kWh, mentre con cielo sereno vale 93 kWh; l'effetto del corpo nuvoloso è maggiore quando l'annuvolamento inizia dalle ore 10.00: infatti nel mese di dicembre l'energia utile vale circa 12 kWh contro i 93 kWh nel caso di cielo sereno; per quanto riguarda il mese di giugno, in qualsiasi caso si ha una riduzione dell'energia utile in quanto la durata delle ore di giorno aumentano rispetto ai mesi invernali: infatti se consideriamo il corpo nuvoloso dalle ore 16.00, l'energia utile prodotta vale 134 kWh contro i 147 kWh nel caso di cielo sereno.

5.7 Analisi Economica

5.7.1 Inquadramento Generale

Una delle definizioni più ampiamente accettata di sviluppo sostenibile è: *uno sviluppo che soddisfa i bisogni del presente, senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri*. L'energia è sicuramente un aspetto necessario per lo sviluppo della società, ma non è di per sé sufficiente; infatti, la fornitura di tale risorsa per lo sviluppo a lungo termine dovrebbe essere disponibile a costi ragionevoli, sostenibile ed in grado di essere utilizzata per tutti i compiti necessari, senza causare impatti negativi sulla società. La disponibilità di fonti energetiche è considerata un agente primario nella creazione di ricchezza ed un fattore significativo per lo sviluppo economico; difatti, dati storici confermano che vi è una forte correlazione tra la disponibilità di energia e la crescita economica. Anche se agli inizi degli anni 70, dopo la crisi petrolifera, la preoccupazione era incentrata principalmente sul costo dell'energia, nel corso degli ultimi due decenni, il rischio del degrado ambientale è diventato più evidente. L'inquinamento dipende dal consumo di energia e ad oggi l'impiego mondiale di petrolio al giorno è di circa 76 milioni di barili; nonostante le ben note conseguenze del consumo di combustibili fossili nell'ambiente, è previsto un aumento a 123 milioni di barili al giorno entro l'anno 2025. Già oggi esistono molte prove che testimoniano l'impatto negativo dell'inquinamento sulla salute dell'ambiente e delle persone; ciò suggerisce che il futuro del nostro pianeta e delle generazioni a venire sarà legato alla capacità degli esseri umani di preservare il proprio ambiente. Il rischio crescente e la maggior evidenza dei problemi ambientali sono dovuti ad una combinazione di vari fattori, da quando l'impatto delle attività umane sull'ambiente è cresciuto drammaticamente a causa dell'aumento della popolazione mondiale, del consumo energetico e dell'attività industriale.

Il raggiungimento di soluzioni ai problemi ambientali che l'umanità deve affrontare oggi richiede interventi per lo sviluppo sostenibile a lungo termine; a questo proposito, le risorse energetiche da fonti rinnovabili sembrano essere una delle soluzioni più efficienti ed efficaci. Il vantaggio maggiore dell'energia solare rispetto alle altre forme di energia è quella di essere pulita e poter essere sfruttata senza alcun inquinamento ambientale. Durante il secolo scorso, i combustibili fossili hanno soddisfatto completamente o in maggior parte il nostro fabbisogno energetico, poiché questi risultavano molto più economici e convenienti rispetto ad altre fonti di energia alternative, ed il problema dell'inquinamento ambientale non destava preoccupazione; tuttavia, la questione principale è che le riserve certe di petrolio e di gas naturale, ai tassi attuali di consumo, saranno sufficienti per soddisfare la domanda per altri

50 e 70 anni rispettivamente e di conseguenza, ci troviamo di fronte ad una situazione in cui il prezzo dei carburanti sarà sempre in crescita, proporzionalmente alla diminuzione delle riserve. L'emancipazione da fonti energetiche soggette a monopolio rappresenta un fattore fondamentale per assicurare la continuità e l'indipendenza di un paese; infatti ad oggi l'inflazione è strettamente correlata al costo del petrolio, che essendo estratto solo in precise località della Terra, è soggetto a variazioni strettamente legate al profitto dei paesi produttori.

5.7.2 Aspetti Economici Dell'Energia Solare

La densità superficiale dell'energia solare a livello del suolo è bassa. Il suo valore medio annuale nella fascia temperata può andare pressappoco da 1200 a 1900 kWh/m^2 ogni anno, che corrispondono rispettivamente a 3.3 e 5.2 kWh in media al giorno. Questo comporta in generale che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili richiede grandi superfici per gli impianti di captazione, con notevole impegno di territorio, determinando così un alto costo dell'unità di energia secondaria (termica, elettrica, ecc.) prodotta, e rendendo difficile il raggiungimento della competitività economica. Un altro importante difetto dell'energia rinnovabile è che la sua produzione risulta intermittente nel tempo a causa della variabilità giornaliera, stagionale e climatica della fonte solare primaria. Proprio a causa dell'intermittenza della generazione di energia, come si vedrà più avanti, il valore economico del kWh delle fonti rinnovabili risulta notevolmente più basso di quello tradizionale e l'aggiunta del valore ambientale non riesce a compensare il deficit dovuto all'intermittenza. Un terzo aspetto da prendere in considerazione consiste nel fatto che le energie rinnovabili più promettenti, come l'eolico ed il fotovoltaico, producono direttamente energia elettrica; questa caratteristica, che viene considerata positiva in quanto l'energia elettrica costituisce una forma pregiata di energia, non permette di espandersi in altre fette di mercato energetico, come per esempio i trasporti, settore in rapida espansione che produce elevate emissioni di CO_2 e che continuerà a far aumentare la sua concentrazione nell'atmosfera. Assieme a questi limiti tecnici appena illustrati, le nuove fonti rinnovabili mostrano anche alcuni elementi negativi di natura sociale che ne ostacolano la loro diffusione:

- **Occupazione del territorio:**

La densità energetica superficiale comporta la necessità di occupare con gli impianti delle varie fonti rinnovabili aree territoriali molto estese in confronto a quelle ricoperte dagli impianti convenzionali

- **Modifica del paesaggio:**

Le grandi estensioni di impianti necessari alla produzione di energia rinnovabile presentano un aspetto decisamente impattante, sia visivamente che per la forma dei componenti

- **Variazione dell'albedo terrestre:**

In relazione alla diffusione su larga scala degli impianti solari termodinamici e fotovoltaici, nasce immediatamente una preoccupazione che le grandi superfici a specchi possano provocare un'alterazione dell'albedo terrestre, causando una variazione del bilancio energetico naturale del pianeta

5.7.3 Meccanismo Incentivante

Il solare termodinamico è regolato dal così detto **Conto Energia**: è un meccanismo di incentivazione dedicato a questa tipologia di impianto e al fotovoltaico.

Tale meccanismo è regolato dal **D.M. 11/4/2008**[12] e dalle successive modifiche apportate dal **D.M. 6/6/2012**[13]: esso, come citato dal GSE[20], remunera con apposite tariffe incentivanti l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico per un periodo di 25 anni in cui tali tariffe rimangono costanti.

Requisiti Tecnici di Accesso

Come previsto dai decreti ministeriali, gli impianti solari, anche ibridi⁵, di nuova costruzione che sono entrati in servizio dopo il **18 luglio 2008**⁶, possono accedere all'incentivazione se e solo se:

- Non utilizzano come fluido termovettore o come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi, ai sensi delle direttive **67/548/CEE** e **199/45/CE** e loro successive modificazioni; **se il sito è in area industriale non è richiesto il predetto requisito**
- Se entrati in esercizio entro il 31/12/2012, sono dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1.5 kWh/m^2 e di una superficie captante maggiore di 2500 m^2

⁵cioè alimentati sia da fonte solare che da altre fonti, l'energia elettrica considerata è quella prodotta da solare

⁶data di emanazione della delibera attuativa AEEG 95/08

- Se entrati in esercizio dopo il 31/12/2012, qualora la superficie sia superiore a 10000 m^2 , sono dotati di un sistema di accumulo termico avente capacità nominale non inferiore ai valori riportati di seguito:

Superficie Captante m^2	Accumulo kWh/m^2
> 50000	> 1.5
$10000 < S \leq 50000$	> 0.4
≤ 10000	Non Previsto

- Sono collegati alla rete elettrica (o a piccole rete isolate) e ogni singolo impianto è dotato di un unico punto di connessione

Le Tariffe Incentivanti

Come prima anticipato, esse hanno una durata di 25 anni e variano:

- In funzione della frazione di integrazione, ovvero della percentuale di energia elettrica prodotta annualmente da fonte non solare;
- In funzione della superficie captante, ovvero della somma delle aree di tutti i captatori solari dell'impianto solare termodinamico, anche ibrido.

La tariffa è riconosciuta esclusivamente per la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare, calcolata sottraendo alla produzione netta totale, la parte ascrivibile alle altre fonti di energia, qualora la quota di integrazione sia superiore al 15 % del totale. Qualora invece la quota di integrazione sia inferiore o uguale al 15 % la tariffazione è riconosciuta sulla potenza netta totale.

Gli incentivi si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica immessa in rete

Gli impianti entrati in esercizio fino al 31/12/2012 hanno diritto alle seguenti tariffe incentivanti:

Frazione di Integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0.15	0.28
Tra 0.15 e 0.5	0.25
Oltre 0.5	0.22

Si definisce frazione di integrazione di un impianto solare termodinamico, la quota di produzione netta non attribuibile a fonte solare, espressa dalla

seguinte relazione:

$$F_{int} = 1 - \frac{P_{sun}}{P_{net}} \quad (5.27)$$

Dove P_{sun} è la potenza netta prodotta da fonte solare e P_{net} è la potenza netta totale prodotta dall'impianto.

Gli impianti che entrano in esercizio dal 31/12/2012 fino al 31/12/2015 aventi una superficie captante fino ai 2500 m^2 hanno diritto alle seguenti tariffe:

Frazione di Integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0.15	0.36
Tra 0.15 e 0.5	0.32
Oltre 0.5	0.30

Gli impianti che entrano in esercizio sempre nello stesso intervallo di date citato sopra ma con superfici captanti oltre i 2500 m^2 hanno diritto alle seguenti tariffe:

Frazione di Integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0.15	0.32
Tra 0.15 e 0.5	0.30
Oltre 0.5	0.27

Per gli impianti che entrano in esercizio nel periodo intercorrente tra il 1 Gennaio 2016 e il 31 Dicembre 2016, le tariffe sono decurtate del 5 % rispetto a quelle sopracitate.

L'incentivo è erogato in acconto dal GSE, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare sulla base della frazione solare effettivamente conseguita nel medesimo anno.

5.7.4 Analisi Dei Costi Dell'Impianto

Per l'impianto oggetto di studio, i costi riguardano soprattutto l'investimento iniziale per l'acquisto della componentistica e della messa a punto: una volta che questo costo è ammortizzato, rimangono i costi di manutenzione ordinaria dell'impianto che vengono stimati attorno al 5 % del costo iniziale dell'impianto.

Nella tabella successiva si riportano i costi unitari e totali dei singoli componenti: i costi unitari sono stati reperiti da cataloghi e manuali.

[21]

Componente	Costo Unitario	Costo Totale
Riflettore	15 € m^2	4750 €
Lavorazione Riflettore	7 € m^2	2200 €
Tubo Sottovuoto	50 €/per tubo	50000 €
Vetro Temprato	15 € m^2	4750 €
Vincoli Vari	5 € m^2	1570 €
Telaio	40 €/ m^2	12500 €
Pompa Olio e Isobutano	400 €/al pezzo	800 €
Piping	xxx	12000 €
Espansore Wankel	xxx	10000 €
Condensatore	xxx	1000 €
Gruppo Scambiatori	xxx	10000 €

I costi totali di realizzazione, contando anche la messa a punto e il montaggio di tutti i componenti si aggira attorno ai **140000 €**. Nella tabella precedente, i m^2 di riferimento sono **314.12 m^2** di superficie captante ottenuta con un tilt di 35° e un numero di file in parallelo pari a 126.

I costi di manutenzione dell'impianto, come detto, ricoprono per tutto il periodo di funzionamento, il 5 % dell'investimento iniziale, per cui varranno annualmente **5000 €**: poichè l'impianto non prevede erogazione di potenza elettrica da altre fonti ed ha una superficie captante inferiore a $2500 m^2$, supponendo che la messa in opera avvenga entro il 31/12/2015, la tariffa incentivante prevista è di **360 €/ MWh prodotto**: inoltre i proventi derivanti dalla vendita di energia elettrica sono pari a **101 €/ MWh immesso in rete**.

CAPITOLO 5. ANALISI DELLA PRODUZIONE DELL'IMPIANTO

Considerando una produzione di energia utile annua che si aggira attorno ai 29 MWh, per un periodo di 25 anni (durata dell'incentivo), stimando di non ricevere alcun finanziamento da istituti di credito per il costo iniziale, il flusso di cassa è il seguente:

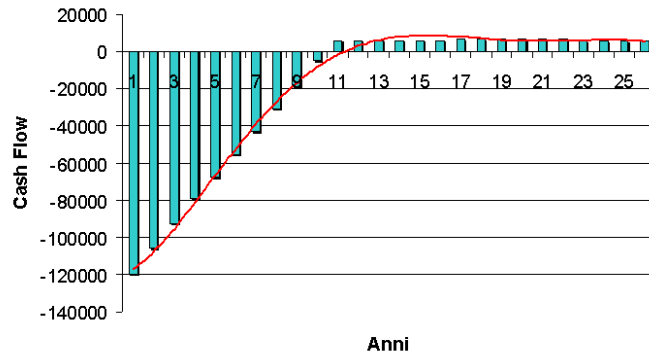


Figura 5.23: Flusso Di Cassa

E' possibile vedere che dopo 10 anni l'investimento viene completamente ammortizzato grazie all'incentivo e alla vendita di energia elettrica:

Anno	Ricavi da Conto Energia €	Ricavi da Vendita €	Costo Impianto €	Manutenzione €	MWh Utili €	Netto €
0	10656	2989,6	126354,4	7000	29,6	-119709
1	10656	2989,6	112708,8	7000	29,6	-106063
2	10656	2989,6	99063,2	7000	29,6	-92417,6
3	10656	2989,6	85417,6	7000	29,6	-78772
4	9612	2696,7	73108,9	7000	26,7	-67800,2
5	9612	2696,7	60800,2	7000	26,7	-55491,5
6	9612	2696,7	48491,5	7000	26,7	-43182,8
7	9612	2696,7	36182,8	7000	26,7	-30874,1
8	9612	2696,7	23874,1	7000	26,7	-18565,4
9	10080	2828	10966,1	7000	28	-5058,1
10	10080	2828		7000	28	5908
11	10080	2828		7000	28	5908
12	10080	2828		7000	28	5908
13	10080	2828		7000	28	5908
14	10080	2828		7000	28	5908
15	10080	2828		7000	28	5908
16	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
17	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
18	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
19	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
20	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
21	10656	2989,6		7000	29,6	6645,6
22	9792	2747,2		7000	27,2	5539,2
23	9792	2747,2		7000	27,2	5539,2
24	9792	2747,2		7000	27,2	5539,2
25	9792	2747,2		7000	27,2	5539,2

Figura 5.24: Dettaglio Costi-Ricavi

Risulta chiaro che l'assenza di un contributo statale, rende quasi impossibile l'attuazione di queste tipologie impiantistiche che prevedono l'uso di fonte rinnovabile.

5.8 Dimensionamento di un Impianto Fotovoltaico

Per valutare gli ordini di grandezza dell'impianto oggetto di studio, si confronta tale tecnologia con un impianto fotovoltaico dimensionato a parità di energia annuale prodotta, che nel nostro caso risulta essere **29.6 MWh**.

Si prenda un modulo fotovoltaico di tipo VE160PVFL[18] con le seguenti caratteristiche prese in STC:

- Efficienza = 14.76 %
- Potenza massima alle STC⁷ = 245 W
- Dimensioni = 1655x990x5 mm
- Tensione a vuoto = 37.67 V
- $K_v = -0.346$
- Tensione alla massima potenza = 29.83 V

Per quanto riguarda l'inverter, si sceglie un modello Solar One [19] PVI-3.6-OUTD:

- Potenza = 3600 W
- Intervallo di tensione in ingresso = 120÷530 V
- Efficienza massima = 96.8 %
- Efficienza europea = 96 %
- Numero massimo di stringhe per inverter = 3

⁷Standard Test Condition: temperatura di 25°C, Irraggiamento 1000 W/m², velocità del vento 0 m/s

Per quanto riguarda l'orientamento, essi sono rivolti verso SUD con un angolo di tilt di 30° . La producibilità energetica annua del campo fotovoltaico si può stimare con la seguente relazione:

$$E = H \cdot A_{captante} \cdot K_{ombre} \cdot \eta_{moduli} \cdot \eta_{aux} \quad (5.28)$$

H risulta essere l'irraggiamento medio annuo diretto, definito dalla **UNI 10349**[14] e opportunamente riportato ad una superficie inclinata di 30° : alle latitudini considerate vale $1790 kWh$; il K_{ombre} è un coefficiente che tiene di conto di eventuali ombreggiamenti esterni al campo, come ad esempio gli alberi e/o edifici: in questo caso viene assunto pari a 1. Il rendimento dei moduli vale 14.78 % mentre quello del gruppo ausiliari (inverter e vari componenti) si può stimare attorno al 75 %. Poichè si vuole una producibilità di 29.6 MWh circa, la superficie captante necessaria vale circa **130 m²**:

L'area del singolo pannello vale **1.6 m²**, per cui si necessitano di **80** moduli e considerando che ognuno di loro eroga una potenza di picco pari a **245 W**, la potenza installata dell'impianto fotovoltaico vale **19.6 kW**.

La disposizione dei moduli è influenzata sia dal range di tensione che l'inverter può supportare sia da quante stringhe esso può sostenere.

La tensione massima e minima del modulo sono esprimibili mediante le seguenti relazioni e valgono:

$$V_{max-modulo} = \left[1 + \left(35C \cdot \frac{K_v}{100} \right) \right] \cdot V_{oc} = 32.3V \quad (5.29)$$

$$V_{min-modulo} = \left[1 + \left(45C \cdot \frac{K_v}{100} \right) \right] \cdot V_{mp} = 25.3V \quad (5.30)$$

Grazie a queste due grandezze è possibile determinare il numero massimo e minimo di moduli per stringa:

$$N_{max} = \frac{V_{max-inv}}{V_{max-modulo}} = \frac{530}{32.3} = 17 \quad (5.31)$$

$$N_{min} = \frac{V_{min-inv}}{V_{min-modulo}} = \frac{120}{25.3} = 5 \quad (5.32)$$

Quindi la disposizione dei moduli in accordo con tali vincoli, si prospetta con 8 stringhe da 10 moduli ciascuno e, poiché il numero massimo di stringhe per inverter è 3, si utilizzano 4 inverter per una potenza installata pari a circa 14.4 kW: tale valore, nonostante sia inferiore a quello della potenza installata

dei pannelli, è accettabile in quanto le condizioni di potenza di picco sono irraggiungibili dal momento in cui le STC non vengono mai raggiunte durante il corso dell'anno.

La superficie occupata dai pannelli, considerando una distanza fra pannello tale per cui non ci sia ombreggiamento reciproco, vale **365 m²**. Quindi per questo impianto le ore equivalenti di funzionamento sono circa **1500** mentre la producibilità su metro quadro di superficie captante vale **227.7 kWh/m²** e l'energia specifica rapportata alla superficie del campo solare vale circa **81.1 kWh/m²**.

Sempre riferendoci ai cataloghi utilizzati per fornire i dati costruttivi dell'impianto ([18], [19]), il fotovoltaico ha un prezzo che ammonta in media a **1900 €/ kW** di picco installato, per cui, l'impianto in questione presenta un costo di investimento di **21560 €**.

Ad oggi, terminato il quinto conto energia il 6 Luglio 2013, **chi installa un impianto fotovoltaico può usufruire delle detrazioni fiscali IRPEF per recuperare il 50 % in dieci anni delle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto. Il recupero del 50 % rimane in vigore, a seguito di una prima proroga, fino al 31/12/2013 e a seguito di una seconda proroga, fino al 31/12/2014.**

Quindi in questo caso, un contribuente potrà detrarre dalle spese IRPEF una somma pari a **10780 €** dovendo quindi pagare in dieci anni una somma molto più bassa rispetto a quella di un impianto solare termodinamico che produce la medesima energia annuale utile.

Capitolo 6

Conclusioni

*E' meglio essere ottimisti ed
avere torto piuttosto che
pessimisti ed avere ragione*

Alber Einstein

LA metodologia di indagine presentata in questo lavoro si è rivelata uno strumento di calcolo di elevata potenza, in quanto ha permesso di analizzare sia il comportamento transitorio dell'impianto che la produzione di energia su scala annuale, facendo riferimento a correlazioni di tipo statistico in grado di tenere conto del non perfetto soleggiamento stagionale.

La soluzione impiantistica presa in esame ha mostrato pregi, difetti e opportunità di miglioramento. In particolare, accanto alla minore produzione rispetto ad un fotovoltaico a parità di superficie captante ed alla maggiore complicazione impiantistica, si è rilevata una minore variabilità nella produzione elettrica nei confronti della variabilità dell'insolazione istantanea, per effetto dell'inerzia termica anche in assenza di accumuli termici.

Molto risulta ancora da indagare, soprattutto per quanto riguarda l'influenza dei parametri caratteristici del campo solare, quale concentrazione e forma dei concentratori, tipologia del ricevitore, etc.

Una futura prosecuzione del lavoro non potrà inoltre prescindere dalla validazione per via sperimentale di alcuni modelli, in quanto non è stata possibile nel caso del presente lavoro di tesi, nonchè dall'analisi dei cicli cogenerativi, in quanto la sola produzione di energia elettrica appare non competitiva con gli impianti fotovoltaici, almeno sul piano del mero confronto numerico della produzione energetica annuale.

Bibliografia

- [1] **Tesi di Laurea Magistrale**, Studio applicativo sullo sfruttamento dell'energia solare con dimensionamento di un impianto innovativo a collettori parabolici composti, *Matteo Campinoti*, Anno Accademico 2010-2011;
- [2] **Libro di Testo**, Termodinamica e Trasmissione del Calori, *Ynus, Cengel*, Terza Edizione, Mc Graw-Hill, 2009;
- [3] **Libro di Testo**, Solar Engineering of Thermal Processes, *Duffie, Beckman*, Seconda Edizione, Jhon Wiley & Sons, INC, 1980;
- [4] **Libro di Testo**, Macchine, *Della Volpe*, Liguori Editore, 2011;
- [5] **Libro di Testo**, Elementi di Macchine a Fluido, *Martorano, Antonelli*, Edizioni ETS, 2011;
- [6] **Libro di Testo**, Trasmissione del Calore, *Bonacina, Cavallini, Mattarolo*, Cleup Editore, 1989;
- [7] **Articolo Accademico**, Analysis and Optimization of the Low-Temperature Solar Organic Rankine Cycle (ORC), *Delgado-Torres, Garcia-Rodriguez*, Energy Conversion and Management, Giugno 2010;
- [8] **Articolo Accademico**, Operating Maps of Rotary Engine Used as an Expander for Micro-Generation with Various Working Fluids, *Antonelli, Baccioli, Francesconi, Desideri, Martorano*, Applied Energy, Agosto 2013;
- [9] **Articolo Accademico**, Dynamic Modeling and Optimal Control Strategy of Waste Heat Recovery Organic Rankine Fluid, *Quolin, Aumann, Grill, Schuster, Lemort, Spliethoff*, Applied Energy, Gennaio 2011;

- [10] **Articolo Accademico**, A Dynamic Model for Predict Solar Plant Performance and Optimum Control, *Chaabene, Annabi*, Pergamon, Marzo 1996;
- [11] **User's Manual**, LMS AMESim Tutorial Guide, *LMS*, Versione 12;
- [12] **Normativa**, Decreto Ministeriale 11 Aprile 2008;
- [13] **Normativa**, Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012;
- [14] **Normativa**, Normativa Ambientale UNI 10349;
- [15] **Software**, RETSCREEN Plus;
- [16] **Software**, Microsoft Excel 2012;
- [17] **Software**, LMS Image.Lab AMESim, rev.12;
- [18] **Catalogo**, *V-Energy Srl*, Moduli fotovoltaici policristallini;
- [19] **Catalogo**, *Solar Italia*, Inverter Powerone;
- [20] **Incentivi Statali**, *GSE*, Incentivi per il Solare Termodinamico;
- [21] **Libro Di Testo**, Chemical Engineers' Handbook, *Perry, Green*, McGraw-Hill, 1999;
- [22] **Libro di Testo**, Fluid Mechanics, Third Edition, *Binder*, Prentice-Hall 1956;
- [23] **Libro di Testo**, Fundamentals of Heat and Mass transfer, Fifth Edition, *Incropera, de Witt*, Jhon Wiley & Sons, 2002

Capitolo **7**

Ringraziamenti

*Cerca di diventare non un uomo
di successo ma piuttosto un
uomo di valore*

Alber Einstein

ECCOCI arrivati all'epilogo, a quel momento tanto atteso da ogni studente universitario; potrei impiegare le medesime pagine utilizzate per scrivere questa tesi nel raccontare tutto quello che c'è stato in questi anni difficili ma bellissimi...preferisco ricordare i protagonisti di questo cammino. Come posso non partire dai miei genitori, veri protagonisti, che mi hanno sempre dato un motivo in più per fare bene, per riuscire ad affrontare ogni ostacolo, che mi hanno lasciato sempre sbagliare da solo, passando anche come estranei, ma di estraneo non avevano proprio niente; ci sono sempre stati e sempre ci saranno nel mio cammino ed io non posso far altro che dedicargli ogni mio traguardo, grazie davvero, spero di darvi tantissime altre soddisfazioni nella vita anche se sono consapevole che voi non pretendete nulla da me e vi accontentate anche di una sera a cena tutti insieme...GRAZIE Mamma e GRAZIE Papà!

Un grazie anche a quel bischero del mio fratello Ale perchè sono consapevole del fatto che anche se si diverte a chiamarmi *Bimbominkia Milanese* sotto sotto mi vuole bene, ma anche tanto, e sono convinto che nel suo non esprimersi mai nei miei confronti è felice per me e per quello che sono riuscito ad acchiappare.

Come si dice *la famiglia è sempre la famiglia* e quindi non posso dimenticare di citare i miei nonni che con i loro consigli e aiuti sotto tutti i punti di vista hanno supportato me e i miei genitori ad accontentare ogni necessità che si è venuta a creare in questo percorso: vi prometto (in particolare a Nonno Cesare) che non smetterò mai di lottare per ogni obbiettivo.

Grazie Sicilia: e voi giustamente vi chiederete, *mi chi è sta Sicilia, un sarà miha la regione eh?!...ebbene* si è proprio quella; era luglio 2012 quando mi sono autospedito in questa regione per uno stage, senza conoscere nessuno, in balia del sole, del petrolio e degli specchi di Archimede. E' stata un'esperienza che mi ha dato veramente tanto, mi ha dato lo scatto per fare quel famoso salto che un ragazzino di vent'anni deve fare per entrare nel mondo dei grandi...ho conosciuto tantissime persone che hanno messo il proprio pezzo per formare un puzzle che tutt'ora porto nel mio cuore...grazie quindi a Walter, Francesco, Anna, Eliana, Santi, Carmelo e tutti quelli che ho conosciuto in quei due mesi fantastici e determinanti.

Ecco che naturalmente e fisiologicamente scatta il ringraziamento a Seba: mi ricordo quando mi hai lanciato in Sicilia a Febbraio nel 2012 e mi hai aperto una vallata davanti, forse quella è la cosa più grande per cui ti ringrazio, per il resto non posso che ringraziarti per essere stato un'ottima fonte di consigli, un ottimo allenatore nella vita e nello sport e ti ringrazio anche per tutti gli scontri che abbiamo avuto e che avremo: diciamo che alla lunga sono formativi...

Zio Claudio: grazie! Uso poche parole per te ma essenziali: sei sempre stato

interessato nonostante la salute abbia tentato più volte di affondarti, sei un vero combattente e sono convinto che nessuno affonderà mai la tua barca!

Zio Remo, Zio Massimo, Zia Laura e Zia Gina, avete sempre un pensiero per me e all'occorrenza sempre una bistecca in un piatto per sfamarmi...cosa volere di più?!?!?!

E i cugini?? Loro sono una vera e autentica risorsa...Dani il più grande e allo stesso tempo il più piccolo...grazie perchè sei un fratello e oltre ad aiutarmi tempestivamente in tutto, sei capace con i tuoi discorsi a bischero, a farmi ammazzare dalle risate. Fra!!! La mamma di nome e di fatto: lo sei sempre stata con me da piccola e adesso lo sei di fatto...hai tutta la mia stima perchè se c'è un esempio di famiglia quello sei tu! Michi..non ho mai ricevuto un NO da te...e mi hai fatto compagnia in Sicilia insieme a Sara..mi avete fatto sentire a casa per un giorno e per me è stato importantissimo!!! Giulia, o grulla, se tu credessi in te come lo hai fatto con me in tutti questi anni, saresti super...ti ricordo che non è mai tardi per farlo!! Irene...la più piccola...ti vedo poco ma quando ti vedo riesci a trasmettermi un affetto che nemmeno io riesco a trasmetterti, su questo devo imparare da te!

Grazie poi a quello scapolo di Carignano che ha avuto il coraggio di scappare a Gragnano...Christian: sono *ventivattranni* che ci si conosce e sei sempre stato pronto ad aiutarmi nonostante le strade si siano divise...sei un c...one ma sei Christian e quindi di parole ne servono ben poche per ringraziarti anche perchè te non sei così portato per le cose che hanno un minimo di sapore *romantico*.

Passiamo all'intramontabile Carletta o Carlina o molto più semplicemente Carla, che con i suoi mutamenti stagionali rende le mie giornate veramente spettacolari e trova sempre il modo di farmi sorridere con le sue digressioni alla Camilleri-Style: se avessi nutrito qualche dubbio sull'avere una migliore amica, tu lo hai spazzato...contando sulla tua disponibilità a difendermi un domani quando sarò accusato di falso in bilancio, per ora mi limito a ringraziarti continuando a brindare con te ogni momento che lo richiede (cioè sempre)...un grazie tutto *rosa*!.

Grazie anche alla mitica Benedetta, neo-cognata (non potevo chiedere di meglio) ma per me la salvatrice di tanti compiti di inglese che rischiavano di buttarli nel baratro!

Un sincero grazie è anche rivolto a Gianna e Antonio che hanno sempre un pensiero per me, in ogni occasione, che sia un bel biscotto alla pasta di mandorle o un sorriso, loro non me lo hanno mai fatto mancare e insieme a Maria, Patrizia, Salvatore e Aldo, ogni volta che scendo nella bellissima Ragusa riuscite a farmi sentire a mio agio, ma non perchè mi trattate come ospite, ma più semplicemente sono trattato come uno della famiglia e questo mi fa sentire veramente bene: grazie anche per tutte le ottime pietanze che

mi fate trovare ogni volta che mangio assieme a voi!

Siamo un pò sparsi per il mondo, ma i Miserabili ci sono sempre: Fabio, Fabio e Federico: il neo zelandese, l'informatico h24 e il fotografo around the world...adesso si inserisce anche l'ingegnere di Carignano....direi che come squadra non c'è male: non usciremo battuti da un'eventuale sfida di vino e bistecche!!! Grazie ragazzi per i consigli e soprattutto per gli aiuti, in particolare a Lucats per gli aiuti a scrivere questa tesi in L^AT_EX...senza di te non avrei mai fatto niente di speciale!

Grazie anche a Riccardino, al Pelle, al Buetta, a Carlino, al Cava, a Lele, al Gargio, al Cardu e al milanese trapiantato a Lucca Angelo...compagni di discorsi, di risate e di battute pessime: so che insieme a voi posso sempre trovare una serata divertente...sperando di replicare alla bellissima vacanza all'Elba nel 2008 con un super weekend tutti insieme in qualche posto sparso nel mondo, vi dico Grazie Ragazzi!!!

Della serie amici sparsi nel mondo non posso non ringraziare Vitto, Rizza, Enrico, Peppe, Daniele, Giulia e Maria: con voi estati alcoliche assicurate ma soprattutto risate assicurate! E' bello sapere che ci siete anche se sparsi in tutta l'Italia

Grazie anche al superman Paolo: so che da te posso sempre trovare un'assistenza esauriente per ogni congegno tecnologico, nonché un ottimo infornatore di pizze!!!

Alessia e Peppe Gari, tocca a voi: so di essere monotono, ma grazie veramente per le serate passate insieme e per le cene con la vostra famiglia...anche se saremo sparsi per l'Italia, non perdiamoci, sarebbe un peccato!!

Sara, Vittorio, Stefano e Ioana: quando siamo tutti insieme le cene di famiglia sono nettamente al Top!!!

Grazie anche ai compagni di Università, da Leonardo a Lorenzo, passando dai mitici Cesco, Renna, Benno e Bonechi...senza di voi sarebbero state lezioni veramente distruttive!!! In particolare grazie a Cesco perchè le lunghissime giornate di studio passate insieme hanno lasciato una bellissima amicizia!!

Potrei fare una lista lunghissima di tutte le persone da ringraziare (e non avete idea di quanto sia bellissimo avere tante persone a cui dire grazie): provo a ricordarmeli tutti...ecco quindi che ringrazio: Lorella e Alessandro (ci sarebbero mille parole da dire per voi, siete unici!!!), Marco, Francisca ed Esperanza, Silvia e Laura Marcucci, Maurino, Lodovica e Sergio, Antonietta e Claudio, quella flotta di Zii e cugini che mi ritrovo ad avere, i ragazzi della pallanuoto di Massarosa (UNICI!!), Emilia e Pietro, i ragazzi della Canottieri Arno, Carlotta, Gino, Duccio, la Panta e tutti quegli amici che ho incontrato e che incontrerò nella vita.

Un sentito grazie va anche al Prof. Antonelli, al Prof. Martorano, ad Andrea Baccioli e Marco Francesconi, un team unico che mi è stato vicino in tutti i passi nella stesura della tesi: da voi ho appreso un bellissimo metodo per affrontare le problematiche ingegneristiche: grazie di nuovo perchè senza di voi non sarei riuscito a farcela!

Grazie inoltre ai Prof. Franco e Casarosa, professori fondamentali nel mio percorso umano e accademico.

BEATI gli ultimi che saranno i primi dicevano...anzi beata l'ultima! Ebbene sì, Giulietta a te va il mio più sincero grazie perchè con la tua intelligenza mi hai portato a raggiungere livelli che mai avrei immaginato: se sono arrivato fin qui il merito è anche tuo perchè mi hai insegnato ad avere pazienza e a mettere qualità nelle cose che faccio: elementi fondamentali per raggiungere traguardi importanti...ps da te ho ancora molto da imparare, tanto *non c'hai mica furia eh?!*

Diciamo una cosa, grazie anche a me, che forse forse qualcosa di interessante nella vita sono riuscito a fare...ora vedremo se saprò fare di meglio!!!